Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 83 dell'8 aprile 2004 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

PARTE PRIMA **Roma - Giovedì, 8 aprile 2004** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00100 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00100 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 62

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 30 gennaio 2004.

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi. (Deliberazione n. 5/04).

S O M M A R I O

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 30 gennaio 2004.

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi. (Deliberazione n. 5/04).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 gennaio 2004

- Visti:
  - la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
  - la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE (di seguito: la direttiva 2003/54/CE);
  - il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n.79/99), ed in particolare l'articolo 4 relativo alla società Acquirente unico Spa (di seguito: l'Acquirente unico) a garanzia dei clienti vincolati;
  - la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03);
  - il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico e direttive alla medesima società (di seguito: decreto ministeriale 19 dicembre 2003);
  - la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 dicembre 2002, n. 226/02;
  - la deliberazione dell'Autorità 1 aprile 2003, n. 30/03;
  - la deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03;
  - la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2003, n. 164/03;
  - il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04 (di seguito: Testo integrato della qualità dei servizi);
  - il documento per la consultazione 1 luglio 2003 recante "Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007";
  - il documento per la consultazione 12 novembre 2003 recante "Determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007";
  - il documento per la consultazione 13 gennaio 2004, recante "Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004 – 2007";
  - la Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato, diffusa dall'Autorità in data 4 agosto 1999 (di seguito: nota 4 agosto 1999);

- Considerato che:

  - al fine di garantire l'effettiva applicazione del criterio della salvaguardia dell'economicità e della redditività degli esercenti, come si desume dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, le tariffe devono essere determinate con riferimento ai costi;

  - è stata condotta un'istruttoria sui costi dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e vendita dell'energia elettrica relativi all'anno 2001 basata sui dati resi disponibili dalle imprese ;

  - la legge n. 290/03 prescrive la rivalutazione del valore delle infrastrutture di rete rilevante ai fini della fissazione delle tariffe di remunerazione delle reti per il secondo periodo di regolazione;

  - l'Autorità, già nella nota 4 agosto 1999, aveva prospettato la possibilità di una revisione del valore del capitale investito, ed in particolare della quota parte relativa alle immobilizzazioni, a cui far riferimento nella fissazione dei livelli tariffari all'inizio del secondo periodo di regolazione;

  - dalle analisi condotte dall'Autorità e dagli elementi segnalati in sede di consultazione è emersa, in termini comparativi rispetto al settore elettrico di altre realtà nazionali, una tendenziale sottovalutazione del capitale investito riconosciuto quanto alle attività di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica;

  - il livello di ammortamenti riconosciuti ai fini tariffari nel primo periodo regolatorio corrisponde ad una vita utile media delle infrastrutture che, seppur coerente con le politiche di bilancio delle principali imprese elettriche italiane, appare eccessivamente breve, ciò che emerge sia dalla documentazione acquisita durante la procedura di consultazione sia dagli standard internazionali riscontrati;

  - l'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, prevede una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap;

  - l'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, prevede che ai fini della fissazione del tasso di rendimento sul capitale investito riconosciuto venga utilizzato un valore del tasso di rendimento delle attività prive di rischio almeno in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine;

  - l'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, prevede che l'Autorità, nel definire l'ordinamento tariffario per il secondo periodo regolatorio, persegua l'obiettivo di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico;

- le interruzioni totali o parziali nell'erogazione del servizio elettrico che si sono verificate nel secondo semestre del 2003 hanno evidenziato straordinarie esigenze di sviluppo e di rafforzamento della capacità e dell'efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica;

- ai sensi dell'articolo 3, comma 5, della legge n. 481/95, e l'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, le tariffe elettriche per trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, limitatamente alla quota parte a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti, sono aggiornate con il meccanismo del price-cap;

- ai sensi dell'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, la quota parte delle tariffe elettriche per trasporto e distribuzione dell'energia elettrica a copertura della remunerazione del capitale investito è esclusa dall'applicazione del meccanismo del price-cap;

- convenzionalmente, in sede di determinazione dei costi riconosciuti destinati ad essere coperti tramite l'applicazione dei parametri tariffari, i ricavi derivanti dall'applicazione dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi sono portati a riduzione dei costi operativi, ossia della parte di costo sottoposta al meccanismo del price-cap;

- i costi sostenuti dai distributori nello svolgimento della loro attività sono influenzati dalle caratteristiche della clientela e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa per i quali, in presenza di una tariffa unica nazionale, occorre prevedere l'introduzione di opportuni meccanismi di perequazione;

- l'applicazione della tariffa massima consentita per il servizio di distribuzione V2 non garantisce all'impresa di poter raggiungere il ricavo massimo consentito V1;

- Considerato che:

  - l'Acquirente unico è titolare della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato dall'1 gennaio 2004 ai sensi del decreto ministeriale 19 dicembre 2003; e che l'articolo 4, commi 6 e 9, del decreto legislativo n.79/99, prevede che siano definite direttive per la stipula di contratti di cessione alle imprese distributrici dell'energia energia elettrica destinata al mercato vincolato, assicurando l'equilibrio economico del medesimo Acquirente e che sia determinato il corrispettivo per le attività di propria competenza;
  - la cessione di energia elettrica alle imprese distributrici riguarda tutte le partite di energia elettrica destinate al mercato vincolato;
  - alla luce delle norme sopra richiamate, risulta che i costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato devono essere riconosciuti dalle imprese distributrici cessionarie della medesima energia;
  - nel documento per la consultazione 1 luglio 2003, l'Autorità ha posto in consultazione le modalità per la compravendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, vale a dire i rapporti tra le imprese distributrici ed i clienti del mercato vincolato; e che non sono stati registrati dissensi da parte dei soggetti interessati circa dette modalità;

- la struttura societaria e patrimoniale dell'Acquirente unico, unitamente alla necessità di perseguire l'efficienza economica ai sensi dell'articolo 4 del decreto legislativo n.79/99, richiede la definizione di un regime di garanzie per il rischio di controparte e di termini di pagamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato tale che sia assicurato l'equilibrio economico e finanziario del medesimo Acquirente;
- l'Acquirente Unico Spa, con lettera in data 29 gennaio 2004, prot. AU/P2004000048 ha comunicato di aver definito un sistema di garanzie fidejussorie che comportano un costo contenuto per il mercato vincolato;

- Considerato che:
  - l'articolo 21, comma 1, lettera b, della direttiva 2003/54/CE, prevede che a partire dall'1 luglio 2004 siano clienti idonei tutti i clienti non domestici;
  - l'installazione di misuratori orari, la loro gestione e, in particolar modo, le problematiche connesse alla raccolta e alla validazione dei dati di misura su base oraria per i clienti del mercato libero con consumi modesti potrebbe comportare costi eccessivi rispetto ai benefici attribuibili alla maggiore equità di un tale sistema e alla riduzione dei costi per il sistema elettrico indotta dall'invio dei corretti segnali economici a tal clienti;
  - in data 15 dicembre 2003, il Gestore della rete ha pubblicato nel proprio sito internet l'articolazione, con riferimento all'anno 2004, del profilo orario atteso del fabbisogno di energia elettrica secondo un numero limitato di stati della domanda, identificati come raggruppamenti delle ore dell'anno in cui possono verificarsi entità similari di fabbisogno;
  - le attività di installazione dei misuratori orari, nonché di programmazione delle funzioni di aggregazione dell'energia elettrica misurata per fascia oraria richiedono tempi tecnici di attuazione da parte delle imprese distributrici;

- Considerato che:
  - i servizi di dispacciamento e trasmissione erogati dal Gestore della rete sono fondamentali per la garanzia della sicurezza e del corretto funzionamento del sistema elettrico nazionale;
  - l'Autorità fissa trimestralmente il corrispettivo a remunerazione del servizio di dispacciamento ;
  - l'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale dei corrispettivi per il servizio di trasmissione tiene conto dello sviluppo delle infrastrutture di rete e delle condizioni eccezionali connesse con le esigenze di miglioramento della sicurezza del sistema elettrico nazionale;

- Considerato inoltre che:
  - il valore della componente tariffaria UC_3 è attualmente fissato pari a zero;
  - dall'1 gennaio 2004 il Conto costi energia non è più alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2002, n. 226/02, recante direttiva alla società Enel Spa per la cessione al mercato vincolato dell'energia elettrica importata per l'anno 2003;

- nello stimare le esigenze di gettito per il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono state previste anche le risorse destinate alla copertura degli oneri convenzionalmente a carico del Conto costi energia;

• Ritenuto che sia opportuno:

- procedere all'introduzione di appositi correttivi dei valori delle immobilizzazioni nette utilizzati per la fissazione dei livelli tariffari del primo periodo regolatorio riferiti all'anno 1997, al fine di pervenire a una valorizzazione delle medesime maggiormente coerente con l'effettiva configurazione delle infrastrutture di rete;
- calcolare la base di capitale oggetto di remunerazione ai fini della fissazione delle tariffe per l'2004 tenendo conto degli investimenti netti effettuati dalle imprese nel periodo 1998-2002, adeguatamente rivalutati, nonché di una stima degli investimenti netti relativi all'anno 2003;
- anche alla luce degli esiti del processo di consultazione, determinare in via convenzionale il valore del capitale circolante netto che concorre alla determinazione del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione e per il servizio di distribuzione;
- procedere alla revisione della vita utile dei cespiti rilevante ai fini del riconoscimento tariffario degli ammortamenti, in modo da riallineare il suo valore a standard tecnici internazionali;
- con riferimento alle modalità di calcolo dei costi operativi da riconoscere:
  a) i costi effettivi rilevativi all'anno 2001 debbano essere riportati all'anno 2004 attraverso l'applicazione di correttivi per l'inflazione e di correttivi per i recuperi di produttività coerenti con i parametri utilizzati per gli aggiornamenti tariffari annuali;
  b) la quota parte delle maggiori efficienze attribuita agli esercenti secondo le disposizione della legge n. 290/03, venga determinata in termini unitari con riferimento all'anno 2001 e riportata all'anno 2004, moltiplicandola per le quantità stimate per il medesimo anno 2004;
- utilizzare quale tasso delle attività prive di rischio la media del periodo gennaio 2003 - dicembre 2003 dei rendimenti lordi del BTP decennale benchmark rilevati dalla Banca d'Italia, pari al 4,25%, riconoscendo pertanto un tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,7% per il servizio di trasmissione, al 6,8% per il servizio di distribuzione e all'8,4% per il servizio di misura e per l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato;
- assicurare condizioni aderenti alle esigenze di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, prevedendo che agli interventi di sviluppo di dette reti, che saranno approvati dal Ministero delle attività produttive e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono, venga riconosciuto un tasso di remunerazione maggiorato di due punti percentuali rispetto al tasso di remunerazione proprio del servizio di trasmissione;

- adeguare annualmente le componenti tariffarie relativamente alla remunerazione del capitale investito per i servizi di trasmissione e distribuzione, ivi inclusi i relativi costi di commercializzazione, escluse dall'applicazione del meccanismo del price-cap, in ragione: della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat; della variazione attesa dei volumi del servizio erogato; degli investimenti netti effettuati;

- fissare un obbiettivo di aumento annuo della produttività pari al 3,5% per la distribuzione e al 2,5% per la trasmissione, tenuto conto dei recuperi di efficienza fatti registrare dalle imprese nel primo periodo di regolazione, delle variazioni nel livello dei costi delle imprese derivante dal rinnovo del contratto nazionale di lavoro per il settore elettrico, nonché degli obbiettivi di miglioramento della qualità del servizio elettrico fissati dall'Autorità per il periodo 2004-2007 con il Testo integrato della qualità dei servizi;

- per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 estendere l'applicazione del price-cap ai contributi di allacciamento ed ai diritti fissi;

- determinare il livello base, a valere dall'1 febbraio 2004, dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi applicando ai corrispettivi in vigore nell'anno di riferimento 2001 un correttivo derivante dall'applicazione del meccanismo del price-cap (secondo i livelli previsti per il servizio di trasporto su reti di distribuzione) fino al 2004;

- prevedere, comunque, l'avvio con separato provvedimento di una indagine conoscitiva sui costi di connessione di clienti finali e su altri aspetti economici relativi alle reti con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale inferiore ad 1 kV;

- prevedere un regime generale di perequazione e un regime di perequazione specifico aziendale, garantendo la copertura di scostamenti nei costi sostenuti dalle imprese riconducibili a fattori fuori dal loro controllo;

- prevedere che il regime di perequazione specifico aziendale sia finalizzato a bilanciare differenze nei costi di distribuzione rispetto ai costi riconosciuti, non rilevabili mediante analisi statistiche ed econometriche, e quindi non perequabili tramite il regime generale, a condizione che dette differenze originino da situazioni operative fuori dal controllo dell'impresa;

- prevedere un meccanismo di integrazione dei ricavi tariffari a copertura dei costi di distribuzione qualora l'impresa, pur applicando la tariffa massima V2, non raggiunga il ricavo ammesso dal vincolo V1;

- anche tenuto conto delle prospettive di liberalizzazione, prevedere che i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato siano coperti nell'ambito della tariffa relativa al servizio medesimo, e che la loro congruità sia verificata annualmente;

- anche tenuto conto delle prospettive di liberalizzazione:
  a) individuare una componente tariffaria esplicita a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di misura, precedentemente coperti dai corrispettivi per l'erogazione del servizio di trasporto, prevedendo che la sua congruità sia verificata annualmente;
  b) confermare, nella sostanza, i criteri di allocazione dei costi tra le tipologie contrattuali seguiti per la fissazione di tariffe e componenti tariffarie nel primo periodo regolatorio evitando, nella ripartizione dei costi tra le tipologie di utenza, discontinuità rilevanti conseguenti alla variazione del peso relativo dei costi operativi e della remunerazione del capitale rispetto al totale dei costi riconosciuti;
- confermare il regime basato su opzioni tariffarie base e speciali proposte dalle imprese distributrici e verificate dall'Autorità, per il servizio di distribuzione;
- definire tariffe per i servizi di trasmissione, di misura e di vendita dell'energia elettrica;
- definire un regime semplificato per le imprese distributrici con meno di 5000 clienti che preveda, in luogo della proposta di opzioni tariffarie base e speciali per il servizio di distribuzione, l'applicazione della tariffa massima consentita;
- confermare la possibilità per le imprese distributrici di offrire opzioni ulteriori rispetto alle tariffe definite dall'Autorità relativamente alla fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici;

- Ritenuto che, con riferimento alla cessione di energia elettrica destinata al mercato vincolato dall'Acquirente unico alle imprese distributrici, coerentemente con il quadro normativo vigente, sia opportuno definire un assetto che preveda:
  a) il riconoscimento, da parte delle imprese distributrici, dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia destinata al mercato vincolato;
  b) una sequenza temporale di regolazione dei pagamenti che consenta il mantenimento sostanziale dell'equilibrio finanziario dell'Acquirente unico
  c) la stipula di un contratto di cessione di energia elettrica tra l'Acquirente unico e ciascuna impresa distributrice in cui potranno essere previste adeguate forme di copertura dal rischio di controparte;

- Ritenuto che sia opportuno:
  - individuare una soglia, determinata sulla base del livello di tensione, al di sotto della quale non sia previsto l'obbligo di installazione di misuratori orari;
  - definire dei meccanismi di gradualità per l'installazione dei misuratori orari ove sia previsto l'obbligo di installazione e che tale gradualità sia definita in ragione della potenza disponibile dei punti di prelievo;
  - prorogare il periodo di vigenza delle fasce orarie definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento Cip n. 45/90 al fine di consentire il completamento delle attività di programmazione delle funzioni di aggregazione delle misure dell'energia elettrica per fasce orarie;

- Ritenuto che, nell'ambito della quantificazione degli oneri riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete di trasmissione nazionale, sia opportuno prevedere , per l'anno 2004, il riconoscimento integrale di 12 milioni di euro destinati al finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi di energia elettrica;

- Ritenuto inoltre opportuno:
  - adeguare il valore della componente tariffaria UC_3 e fissare il valore della componente tariffaria UC_6;
  - disporre la chiusura da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico del Conto costi energia ed il trasferimento di ogni residua competenza al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate;

DELIBERA

Articolo 1
Testo integrato per il periodo di regolazione 2004-2007

1.1 È approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 (di seguito: Testo Integrato), allegato alla presente delibera di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato A).

Articolo 2
Disposizioni transitorie in materia di opzioni tariffarie per l'anno 2004

2.1 Le imprese distributrici applicano le opzioni tariffarie ulteriori domestiche approvate dall'Autorità per l'anno 2003 ed in vigore al 31 dicembre 2003 fino al 30 giugno 2004.

2.2 Le imprese distributrici applicano le opzioni tariffarie ulteriori di vendita approvate dall'Autorità per l'anno 2003 ed in vigore al 31 dicembre 2003 fino al 30 giugno 2004. Le imprese distributrici possono maggiorare dette opzioni ulteriori di vendita di un ammontare pari alla componente tariffaria COV_1 ovvero alla componente tariffaria COV_3, di cui al comma 22.1 del Testo integrato.

2.3 Ai fini della remunerazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, fino al 30 giugno 2004 gli esercenti offrono alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) ad f) del Testo integrato, le opzioni tariffarie base e speciali per il servizio di trasporto, approvate dall'Autorità per l'anno 2003, in vigore al 31 dicembre 2003, ridotte di un ammontare pari alla componente tariffaria COV_1 ovvero alla componente tariffaria COV_3, di cui al comma 22.1 del Testo integrato.

2.4 In deroga alle disposizioni di cui al comma 4.7 del Testo integrato, entro il 27 febbraio 2004, ciascuna impresa distributrice può richiedere all'Autorità, a valere dall'1 febbraio 2004:

a) la modifica dei livelli delle componenti delle opzioni tariffarie di cui ai precedenti commi 2.1, 2.2 e 2.3;

b) la sospensione dell'offerta delle opzioni tariffarie di cui ai precedenti commi 2.1, 2.2 e 2.3.

2.5 La proposta di opzioni tariffarie ai sensi dell'articolo 4 del Testo integrato, per il semestre 1 luglio 2004 – 31 dicembre 2004, viene presentata da ciascuna impresa distributrice all'Autorità entro il 15 aprile 2004. Entro il medesimo termine le imprese distributrici con meno di 5000 clienti connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2003, possono richiedere di essere ammesse al regime tariffario semplificato di cui all'articolo 13 del Testo integrato.

Articolo 3
Disposizioni transitorie in materia di vincolo V1 per l'anno 2004

3.1 Per l'anno 2004, in deroga a quanto disposto dal comma 8.3 del Testo integrato, i ricavi effettivi rilevanti ai fini dell'applicazione del comma 8.1 del Testo integrato, con riferimento al periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004 sono pari alla differenza tra:

a) i ricavi derivanti dalle opzioni tariffarie in vigore nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004;

b) i ricavi derivanti dall'applicazione della tariffa di trasmissione e del corrispettivo di misura.

3.2 I ricavi derivanti dalle opzioni tariffarie in vigore nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004, di cui al comma 3.1, lettera a), sono calcolati sommando:

a) i ricavi, come riportati nel bilancio di esercizio, ottenuti dall'applicazione delle componenti previste dalle opzioni tariffarie di cui al precedente comma 2.3, ad esclusione delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 73.2 del Testo integrato ad esse relative;

b) i ricavi derivanti dall'applicazione di penalità per prelievi di potenza maggiori del livello contrattualmente impegnato e ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti di cui al comma 7.3 del Testo integrato.

3.3 I ricavi derivanti dall'applicazione della tariffa di trasmissione e del corrispettivo di misura, di cui al comma 3.1, lettera b), sono calcolati sommando:

a) ricavi che l'impresa avrebbe realizzato dall'applicazione della componente tariffaria *TRAS* di cui al comma 5.1 del Testo integrato nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004;

b) ricavi che l'impresa avrebbe realizzato dall'applicazione dei corrispettivi di misura MIS_1 e MIS_3 di cui al comma 39.1 del Testo integrato nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004.

Articolo 4
Disposizioni transitorie in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2004

4.1 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, in deroga a quanto disposto dall'articolo 1 del Testo integrato, per "fasce orarie F1, F2, F3 ed F4" si intendono le fasce orarie definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento CIP n. 45/90.

4.2 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e l'1 luglio 2004, in deroga a quanto disposto dall'articolo 23, comma 23.2, lettera b), del Testo integrato, l'elemento PC della componente tariffaria CCA per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce FB1 e FB2 è pari al prodotto tra il parametro φ ed il parametro PGN.

4.3 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, i valori degli elementi PC, OD e della componente CCA di cui all'articolo 23 del Testo integrato, sono fissati come indicato nelle tabelle 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 3.1, 3.2 allegate alle presente deliberazione.

4.4 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, i valori dell'elemento *PV* e della componente *CAD* di cui all'articolo 24 del Testo integrato sono fissati come indicato nelle tabelle 4 e 5 allegate alle presente deliberazione.

4.5 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, l'elemento VE delle componenti CCA e CAD di cui agli articoli 23 e 24 del Testo integrato è pari a 0,09 centesimi di euro/kWh.

4.6 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, la tariffa per il servizio di vendita di cui al comma 22.1 del Testo integrato comprende anche la componente UC_4 di cui alla tabella 5 della deliberazione dell'Autorità 24 settembre 2003 n. 109/03.

4.7 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, le tariffe domestiche di cui ai commi 24.1, 24.2 e 24.3 del Testo integrato comprendono anche la componente UC_4 di cui alla tabella 5 della deliberazione dell'Autorità 24 settembre 2003 n. 109/03.

Articolo 5

Disposizioni transitorie in materia di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per l'anno 2004

5.1 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e la data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, e comunque non successivamente al 31 marzo 2004, sono consentite le cessioni di energia elettrica tra imprese produttrici e imprese distributrici facenti parte dello stesso gruppo societario, nonchè le cessioni di energia elettrica all'interno di un unico soggetto, tra le attività di produzione e di distribuzione dello stesso svolte, qualora tale energia elettrica sia destinata ai clienti del mercato vincolato e prodotta dalle unità di produzione che non partecipano allo STOVE.

5.2 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e la data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, e comunque non successivamente al 31 marzo 2004, in deroga a quanto disposto dall'articolo 30 del Testo integrato, il prezzo da applicare alle cessioni di energia elettrica dall'Acquirente unico alle imprese distributrici e alle cessione di energia elettrica di cui al comma 5.1 è pari al prezzo fissato nella tabella 6 allegata alla presente deliberazione.

5.3 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e la data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, e comunque non successivamente al 31 marzo 2004, le imprese distributrici sono tenute a versare all'Acquirente unico un corrispettivo pari a 0,01 centesimi di euro/kWh, applicato all'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui al comma 5.7.

5.4 Per il periodo compreso tra la data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico e il 31 marzo 2004, in deroga a quanto disposto dall'articolo 30 del Testo integrato, il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento di cui al comma 30.1, lettera a), punto i), del medesimo articolo è assunto pari al costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento di energia elettrica dal Gestore della rete.

5.5 Per l'anno 2004, nel caso in cui il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato non fosse determinato dal Gestore della rete in tempi utili per il calcolo del prezzo di cessione di cui all'articolo 30 del Testo integrato entro il giorno 27 (ventisette) del mese successivo a quello di competenza, l'Acquirente unico, emette fatture a titolo di acconto utilizzando un valore convenzionale.

5.6 Il valore convenzionale utilizzato dall'Acquirente unico per l'emissione delle fatture in acconto di cui al comma 5.5 è pari:

a) a 0,24 centesimi di euro/kWh, per il primo mese;
b) ai costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato e relativi al mese precedente a quello di competenza per i mesi successivi.

5.7 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, in deroga a quanto disposto dall'articolo 31, comma 31.1, del Testo integrato, per ciascuna impresa distributrice la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato dalla stessa serviti è pari, per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4, alla differenza tra:

a) l'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice;

b) l'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice.

5.8 L'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice, di cui al comma 5.7, lettera a), è pari alla somma dell'energia elettrica:

a) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 17, colonna B, di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato;

b) prelevata dai clienti del mercato vincolato connessi alla rete di trasmissione nazionale nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato;

c) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato;

5.9 L'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice, di cui al comma 5.7, lettera b), è pari alla somma dell'energia elettrica:

a) prelevata dalla rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 17, colonna B, di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato;

b) prelevata dai clienti del mercato libero connessi alla rete dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato.

Articolo 6

Disposizioni in materia di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato

6.1 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, in deroga a quanto disposto dall'articolo 43 del Testo integrato, il costo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui al comma 43.1 del medesimo articolo, è assunto pari al costo sostenuto per

l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 ed F4 ed è calcolato secondo la seguente formula:

$$CA_{NM} = \sum_{c} \sum_{i} pgf_i * q^{c,NM} * \varphi_i * \lambda + \sum_{c} Ct * q^{c,NM} * \lambda$$

con:

- i assume i valori F1, F2, F3 ed F4.
- pgf_i , componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di cui alla tabella 3 di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 2003, n. 67/03;
- $q^{c,NM}$, energia elettrica fornita ai clienti del mercato vincolato della tipologia *c*, non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 ed F4. Le quantità di energia elettrica fornita alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentate della quota parte degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;
- $q_i^{c,M}$, energia elettrica fornita in ciascuna fascia oraria *i* ai clienti del mercato vincolato della tipologia *c* dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, aumentata dell'energia elettrica fornita ad altre imprese distributrici. Le quantità di energia elettrica fornita alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentate della quota parte degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;
- q_i^{imm}, quantità di energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice in ciascuna fascia oraria *i*, calcolata ai sensi del comma 5.8, al netto della quantità di energia elettrica destinata ad autoconsumo. Gli autoconsumi, corretti per le perdite, sono attribuiti a ciascuna fascia oraria in base al profilo dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- φ_i , quota parte dell'energia elettrica acquistata dall'impresa distributrice in ciascuna fascia oraria *i* destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_i = \frac{(q_i^{imm} - \sum_{c} q_i^{c,M} * \lambda)}{\sum_{i} (q_i^{imm} - \sum_{c} q_i^{c,M} * \lambda)}$$

6.2 Per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004, in deroga a quanto disposto dall'articolo 43 del Testo integrato, i ricavi ottenibili per ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 43.1 del medesimo articolo sono assunti pari ai ricavi ottenibili per ciascuna tipologia contrattuale applicando la componente *CCA* per i clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, al netto della componente *VE*, esclusi gli usi propri della trasmissione.

Articolo 7
Componenti tariffarie A_8 , UC_3 e UC_6

7.1 A partire dall' 1 febbraio 2004, i valori delle componenti tariffarie UC_3 e UC_6, di cui all'articolo 16 del Testo integrato, sono fissati come indicato nelle tabelle 7 e 8 allegate alla presente deliberazione.

7.2 L'applicazione della componente tariffaria A_8 di cui al comma 52.2, lettera f) del Testo integrato, è sospesa fino al 31 marzo 2004.

Articolo 8
Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico

8.1 Il conto Costi energia è soppresso. La Cassa conguaglio per il settore elettrico trasferisce ogni residua competenza al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 61 del Testo integrato.

Articolo 9
Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi

9.1 I contributi e i diritti fissi di cui al Capitolo I del Decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 luglio 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 172, del 24 luglio 1996, sono ridotti del 3,7% per i contratti stipulati a partire dall'1 febbraio 2004.

9.2 Nel corso del periodo di regolazione 2004-2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, i contributi e i diritti fissi di cui al comma 9.1 applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti fissato pari al 3,5%;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Articolo 10

Adeguamento della potenza disponibile

10.1 Nel caso di superi sistematici della potenza disponibile l'impresa distributrice ha facoltà di richiedere al cliente l'adeguamento del contratto per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Articolo 11

Disposizioni finali

11.1 Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore a far data dall'1 febbraio 2004.

11.2 La deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228/01 come successivamente modificata e integrata, continua ad essere applicata per quanto necessario e limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore all'1 febbraio 2004.

Milano, 30 gennaio 2004

Il presidente: ORTIS

Tabella 1.1 Elemento PC per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	6,25
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	5,47
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	6,80
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5,19
lettera e)	Altre utenze in media tensione	6,57
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	5,81

Tabella 1.2 Elemento PC per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)			
		F1	F2	F3	F4
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	13,66	8,14	6,43	4,41
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	13,66	8,14	6,43	4,41
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	13,66	8,14	6,43	4,41
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	12,96	7,72	6,10	4,19
lettera e)	Altre utenze in media tensione	12,96	7,72	6,10	4,19
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	12,69	7,56	5,97	4,10

Tabella 2.1 Elemento OD per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		OD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,24
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,14
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,31
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,14
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,31
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	0,22

Tabella 2.2 Elemento OD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		OD (centesimi di euro/kWh)			
		F1	F2	F3	F4
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	1,17	0,48	0,26	0,01
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	1,17	0,48	0,26	0,01
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1,17	0,48	0,26	0,01
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1,11	0,45	0,25	0,01
lettera e)	Altre utenze in media tensione	1,11	0,45	0,25	0,01
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	1,09	0,44	0,25	0,01

Tabella 3.1 Componente CCA per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	6,58
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	5,70
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	7,20
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5,42
lettera e)	Altre utenze in media tensione	6,97
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	6,12

Tabella 3.2 Componente CCA per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)			
		F1	F2	F3	F4
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	14,92	8,71	6,78	4,51
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	14,92	8,71	6,78	4,51
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	14,92	8,71	6,78	4,51
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	14,16	8,26	6,44	4,29
lettera e)	Altre utenze in media tensione	14,16	8,26	6,44	4,29
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	13,87	8,09	6,31	4,20

Tabella 4: Elemento PV

Tariffa D2		
Fasce di consumo (kWh/anno)		PV (centesimi di euro/kWh)
da	a	
0	900	3,38
901	1800	3,38
1801	2640	5,05
2641	4440	6,32
	oltre 4440	5,05

Tariffa D3	
	PV (centesimi di euro/kWh)
	5,05

Tabella 5: Componente CAD

Tariffa D2		
Fasce di consumo (kWh/anno)		CAD (centesimi di euro/kWh)
da	a	
0	900	5,66
901	1800	5,69
1801	2640	7,36
2641	4440	8,63
	oltre 4440	7,36

Tariffa D3	
	CAD (centesimi di euro/kWh)
	7,36

Tabella 6: Prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per il mercato vincolato

Fascia oraria	Prezzo (centesimi di euro/kWh)
F1	13,383
F2	7,763
F3	6,031
F4	3,984

Tabella 7: Componenti tariffarie UC3 e UC6

		UC3		UC6		
Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW/anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,04	-	64,32	0,04
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,04	-	-	0,05
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione					
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,04	529,44	-	0,04
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,04	529,44	-	0,04
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,02	-	-	0,03
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,02	30.619,68	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	-	0,01	-	-	-

Tabella 8 Componenti tariffarie UC3 e UC6 per i soggetti di cui al comma 71.2 del Testo integrato

	UC3		UC6		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW/anno	centesimi di euro/kWh
Alluminio primario	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa (nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730, e dall'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ALLEGATO *A*

TESTO INTEGRATO

DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE, MISURA E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

(Periodo di regolazione 2004-2007)

PARTE I

DEFINIZIONI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- **l'Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **l'Acquirente unico** è il soggetto di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 79/99;
- **alta tensione (AT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV;
- **altissima tensione (AAT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;
- **area di riferimento** è l'area definita ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione n. 118/03;
- **ambito di competenza** è l'ambito territoriale nel quale l'esercente svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica in regime di concessione;
- **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- **caratteristiche del prelievo** sono i parametri elettrici che caratterizzano il prelievo di energia elettrica da una rete con obbligo di connessione di terzi quali, a titolo di esempio, la tensione di alimentazione, l'energia elettrica prelevata e, ove rilevanti, la distribuzione temporale del prelievo e la potenza elettrica;
- **la Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti interne di utenza e linee dirette;
- **clienti del mercato libero** sono i clienti finali idonei che abbiano esercitato il diritto di cui all'articolo 2, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99;
- **clienti del mercato vincolato** sono i clienti finali diversi dai clienti del mercato libero;

- **codice di condotta commerciale** è il codice di condotta commerciale adottato ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 204/99, ovvero quello applicato in ottemperanza alla deliberazione n. 242/00;
- **componente *CAD*** è la componente tariffaria delle tariffe D2 e D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, nonché degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- **componente *CCA*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, nonché degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- **componente *CDE*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;
- **componente *CDF*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di interconnessione per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;
- **componente COV_1** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componente COV_3** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componente *CTR*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh e differenziata per fasce orarie, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;
- **componente MIS_1** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente MIS_3** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente *TRAS*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale per i clienti finali;
- **componenti UC_1** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componenti UC_3** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione;

- **componenti** UC_4 sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
- **componenti** UC_5 sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi a carico del Gestore della rete connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti;
- **componenti** UC_6 sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- **componente** α_1 è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di distribuzione;
- **componenti** α_2 è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componenti** α_3 è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione;
- **componente** ρ_1 è la componente tariffaria dell'opzione tariffaria TV1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente** ρ_3 è la componente tariffaria dell'opzione tariffaria TV1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente** σ_1 è la componente tariffaria della tariffa D1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione, di misura e di acquisto e vendita dell'energia elettrica;
- **componente** σ_2 è la componente tariffaria della tariffa D1, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente** σ_3 è la componente tariffaria della tariffa D1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente** τ_1**(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente** τ_2**(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;

- **componente** τ_3**(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente** τ_1**(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente** τ_2**(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente** τ_3**(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **contratto di compravendita** è un contratto tra operatori di mercato, di cui alla deliberazione n. 168/03, avente ad oggetto l'acquisto e la vendita di energia elettrica;
- **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 168/03;
- **distribuzione** è il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
- **elemento *OD*** è l'elemento della componente *CCA*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *PC*** è l'elemento della componente *CCA*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *PV*** è l'elemento della componente *CAD* delle tariffe D2 e D3, espresso in centesimi di euro/kWh ed aggiornato trimestralmente, a copertura di parte dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *PF*** è l'elemento della componente *CAD* delle tariffe D2 e D3, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura di parte dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *VE*** è l'elemento delle componenti *CCA* e *CAD*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- **energia netta** è il bilancio tra energia prelevata e energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;

- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi le cui condizioni economiche o tecniche sono disciplinate dal presente Testo Integrato e che stipula i relativi contratti;
- **fasce orarie F1, F2, F3 e F4** sono le fasce orarie definite nella tabella 1 dell'Allegato n. 1;
- **fasce orarie FB1 e FB2** sono le fasce orarie definite nel Titolo II, punto 1), del Provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;
- **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;
- **il Gestore della rete** è il soggetto di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99, concessionario delle attività di trasmissione e di dispacciamento;
- **il Gestore del mercato elettrico** è il soggetto di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- **impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **linea diretta** è una rete elettrica che collega un centro di produzione a un centro di consumo indipendentemente dalle reti di trasmissione e di distribuzione;
- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **mercato del giorno prima** è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello di negoziazione;
- **mercato di aggiustamento** è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti sul mercato del giorno prima;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica in un punto di immissione, in un punto di prelievo o in un punto di interconnessione;
- **misure dell'energia elettrica** sono le grandezze elettriche rilevate da un misuratore;
- **opzione tariffaria** è un insieme di componenti tariffarie definite dagli esercenti per la remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1;
- **opzione tariffaria multioraria** è un'opzione tariffaria con uno o più componenti differenziati in funzione della distribuzione temporale del prelievo di energia elettrica o della potenza da parte del cliente finale;
- **opzione multioraria per fasce** è un'opzione tariffaria multioraria costituita da una o più componenti tariffarie con un'articolazione temporale compatibile con l'articolazione della componente *TRAS* di cui al comma 5.1, lettera b);
- **parte A e parte B** sono le parti variabili della tariffa elettrica di cui dell'articolo 1 della deliberazione n. 70/97;
- **parametri** δ_1, δ_2, δ_3, δ_4 sono i parametri per la determinazione delle componenti della tariffa TV2;

- **parametro *Ct*** è il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui al comma 6.5, della deliberazione n. 70/97;
- **parametro D** è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro D_T** è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro *f*** è il parametro per la determinazione dell'elemento *PV* della componente *CAD*;
- **parametro *PGN*** è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro PGN_B** è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro PGN_T** è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro γ** è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- **parametro γ_{OD}** è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di dispacciamento dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- **parametro λ** è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, differenziato per tipologia di contratto di cui al comma 2.2;
- **periodo di emergenza** è il periodo di tempo che comprende le ore fisse interessate da un disservizio di rete o da interventi di manutenzione, inclusa l'ora fissa di inizio del disservizio o degli interventi;
- **periodo di regolazione** è il periodo pluriennale di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95;

- **potenza disponibile** è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato. La potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento;
- **potenza impegnata** è:
  - i) la potenza contrattualmente impegnata, per i clienti finali con potenza disponibile fino a 37,5 kW, per i quali alla data dell'1 gennaio 2000 non erano installati misuratori in grado di registrare la potenza massima prelevata;
  - ii) il valore massimo della potenza prelevata nell'anno, per tutti gli altri clienti finali.
- **potenza nominale di un generatore elettrico** è la massima potenza ottenibile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- **potenza nominale di un impianto** è la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva, destinati alla produzione di energia elettrica;
- **potenza nominale media annua** è la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;
- **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d'ora fisso in cui tale valore è massimo; in alternativa, è facoltà dell'esercente assumere come potenza prelevata il 70% della potenza massima istantanea;
- **produzione di energia elettrica lorda da un impianto** è la quantità di energia elettrica prodotta, misurata dai contatori sigillati dagli Uffici Tecnici di Finanza situati ai morsetti di uscita dei generatori elettrici;
- **produzione di energia elettrica netta da un impianto** è la produzione di energia elettrica lorda diminuita dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite di energia elettrica nei trasformatori di centrale;
- **punto di emergenza** è punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui il cliente finale non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un punto di prelievo, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di immissione** è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica;
- **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione a terzi;
- **punto di interconnessione di emergenza** è il punto di interconnessione utilizzato al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui un'impresa distributrice non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un altro punto di interconnessione, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;

- **punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale** è un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica ad una rete di distribuzione;
- **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l'insieme dei punti in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a 500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche e di altre utilizzazioni con caratteristiche similari;
- **rete di trasmissione nazionale** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto 25 giugno 1999 ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati dal Gestore della rete;
- **reti con obbligo di connessione di terzi** sono:
  i) le reti i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto 25 giugno 1999;
  ii) le piccole reti isolate di cui all'articolo 7 del decreto legislativo n. 79/99;
  iii) le reti elettriche che, alla data dell'entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime;
  iv) la rete interna d'utenza di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete di trasmissione nazionale, su cui grava l'obbligo di connessione di terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto 25 giugno 1999;
- **reti di distribuzione** sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
- **reti interne d'utenza** sono le reti elettriche stabilite sul territorio nazionale diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi e dalle linee dirette;
- **sistema delle offerte** è il sistema delle offerte di acquisto di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario di un servizio di pubblica utilità, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;
- **tasso di riferimento** è il tasso di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 157 dell'8 luglio 1998;
- **trasmissione** è il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;
- **usi propri della trasmissione** sono i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono attività di trasmissione, direttamente connessi all'erogazione del servizio di trasporto su reti di trasmissione;

- **usi propri della distribuzione** sono i consumi di energia elettrica dell'impresa distributrice, direttamente connessi all'erogazione del servizio di trasporto su reti di distribuzione;
- **utenza** è un impianto elettrico connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
- **zona** è la zona di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 168/03.

– ** –

- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- **decreto legislativo n. 79/99** è il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- **decreto 19 dicembre 1995** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 36 del 16 febbraio 1996;
- **decreto 25 giugno 1999** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 151 del 30 giugno 1999;
- **decreto 26 gennaio 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 27 aprile 2001;
- **decreto 22 dicembre 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 19 gennaio 2001;
- **decreto 24 aprile 2001** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 24 aprile 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 117 del 22 maggio 2001;
- **decreto 7 maggio 2001** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 7 maggio 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 122 del 28 maggio 2001;
- **decreto 19 dicembre 2003** è il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 30 dicembre 2003;
- **provvedimento CIP n. 34/74** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 6 luglio 1974, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 181 dell'11 luglio 1974;
- **provvedimento CIP n. 15/89** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989;
- **provvedimento CIP n. 34/90** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990;

- **provvedimento CIP n. 45/90** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 90 del 29 dicembre 1990;
- **provvedimento CIP n. 6/92** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 170 del 12 maggio 1992;
- **deliberazione n. 70/97** è la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 200/99** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 1999, n. 200/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 202/99** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 1999, n. 202/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 204/99** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 138/00** è la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 138/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 202 del 30 agosto 2000, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 223/00** è la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2000, n. 223/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 296 del 20 dicembre 2000;
- **deliberazione n. 231/00** è la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 231/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 238/00** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 238/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 242/00** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 242/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 95/01** è la deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 138 del 16 giugno 2001, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 118/03** l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale.
- **deliberazione n. 168/03** è la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale.
- **Testo integrato della qualità dei servizi** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale.

PARTE II

REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2
Ambito oggettivo

2.1 La presente parte reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:

a) trasmissione dell'energia elettrica;
b) distribuzione dell'energia elettrica;
c) acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, articolato nelle seguenti attività:
   i) cessione dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo all'Acquirente unico;
   ii) vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo alle imprese distributrici;
d) misura dell'energia elettrica, articolato nelle seguenti attività:
   i) installazione e manutenzione dei misuratori;
   ii) rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

2.2 I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 erogati ai clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:

a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
   i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; tali applicazioni comprendono i servizi generali in fabbricati che comprendano una sola abitazione;
   ii) le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo per l'abitazione e i locali annessi e la potenza disponibile non superi 15 kW;
b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti in bassa tensione di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;

c) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a) e b) del presente comma;
d) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti in media tensione di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
e) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera d) del presente comma;
f) per utenze in alta e altissima tensione.

2.3 La regolazione dei corrispettivi di cui al comma 2.1 è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e delle disposizioni dei codici di condotta commerciale.

Articolo 3
Criteri generali di regolazione dei corrispettivi

3.1 Salvo quanto disposto al titolo 2, sezioni 1 e 3, ed al titolo 3, sezioni 1 e 2 della presente parte, l'Autorità disciplina criteri in applicazione dei quali gli esercenti definiscono opzioni tariffarie.

3.2 Le opzioni tariffarie sono suddivise in tre categorie:

a) opzioni tariffarie base, che devono rispettare un vincolo, denominato V2, sui ricavi tariffari conseguibili nell'ambito di ciascun contratto; tali opzioni tariffarie possono essere composte solo da componenti tariffarie riferite alle caratteristiche del prelievo;
b) opzioni tariffarie speciali;
c) opzioni tariffarie ulteriori, che, nei casi in cui l'Autorità fissi una tariffa, possono essere offerte dagli esercenti unitamente alla medesima tariffa.

3.3 Le opzioni tariffarie devono essere offerte dall'esercente in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti appartenenti alla stessa tipologia contrattuale.

3.4 Le opzioni tariffarie base e speciali definite dagli esercenti ai sensi del comma 3.2, lettere a) e b), devono consentire il rispetto di un vincolo, denominato V1, sui ricavi tariffari conseguibili, da parte di ciascun esercente, dall'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f).

3.5 L'Autorità può riconoscere al singolo esercente, con riferimento ad un'opzione tariffaria speciale, previa presentazione di apposita istanza, ricavi ammessi superiori a quelli compatibili con il vincolo V1 di cui al comma 3.4. Con l'istanza di cui al presente comma l'esercente richiede la determinazione degli eventuali maggiori ricavi ammessi, motivando tale richiesta in relazione ai maggiori costi che l'esercente stesso deve sostenere per l'erogazione di servizi a condizioni diverse da quelle associate alle opzioni tariffarie base.

3.6 L'istanza di cui al comma 3.5 deve essere presentata, a pena di inammissibilità, contestualmente alla proposta per l'approvazione ai sensi dell'articolo 4 dell'opzione tariffaria speciale cui l'istanza medesima si riferisce, unitamente ai seguenti dati e documenti:

a) documentazione atta a consentire la verifica delle caratteristiche del servizio remunerato dall'opzione tariffaria speciale di cui viene richiesta l'approvazione;
b) stima del numero di clienti finali che potranno richiedere l'opzione tariffaria speciale, unitamente alle corrispondenti caratteristiche del prelievo;
c) prospetto analitico dei costi aggiuntivi che l'erogazione del servizio associato all'opzione tariffaria speciale comporta in rapporto ai costi dell'erogazione del servizio in applicazione delle condizioni contrattuali associate alle opzioni tariffarie base;
d) attestazione, supportata da documentazione utile a comprovarne l'attendibilità, del fatto che i costi aggiuntivi di cui alla lettera c) del presente comma sono sopportati dai soli clienti finali che optino per l'opzione tariffaria speciale.

3.7 Le componenti tariffarie ottenute come prodotto di elementi e parametri devono essere arrotondate con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.

3.8 L'esercente può definire componenti tariffarie applicate alla potenza contrattualmente impegnata, purché renda disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW. L'esercente può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata.

3.9 Nel caso in cui vengano resi disponibili, ai sensi del comma 3.8, livelli di potenza contrattualmente impegnata inferiori a 37,5 kW, l'esercente può installare dispositivi atti a limitare il prelievo di potenza al livello contrattualmente impegnato, fatta eccezione per i casi in cui presso il cliente finale interessato siano installati misuratori di energia elettrica in grado di registrare la potenza massima prelevata.

3.10 I corrispettivi derivanti dall'applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi corrispettivi ed arrotondate secondo quanto previsto al comma 3.7.

3.11 In nessun caso può essere richiesto il pagamento di corrispettivi con riferimento al periodo successivo alla cessazione dell'erogazione del servizio. Nel caso di cessazione, subentro o nuovo allacciamento, nel mese in cui la cessazione, il subentro o il nuovo allacciamento si verificano, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, devono essere moltiplicate, ai fini della determinazione dei corrispettivi, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 4

Approvazione e offerta delle opzioni tariffarie

4.1 L'esercente propone all'Autorità, entro il 30 settembre di ciascun anno, le opzioni tariffarie base, speciali e ulteriori, che intende offrire alle attuali o potenziali controparti nell'anno successivo.

4.2 La proposta di cui al comma 4.1 è presentata, anche tramite modalità telematiche, con la modulistica definita dall'Area elettricità dell'Autorità.

4.3 L'Autorità, entro 45 (quarantacinque) giorni dal ricevimento della proposta di cui al comma 4.1, verifica la compatibilità delle opzioni tariffarie con i criteri generali e specifici stabiliti nella presente parte. Detto termine viene prorogato di 15 (quindici) giorni nel caso in cui l'Autorità richieda notizie o effettui approfondimenti in ordine alla proposta. Qualora la pronuncia non intervenga nel termine previsto dal presente comma, le opzioni tariffarie proposte si intendono approvate.

4.4 Le opzioni tariffarie approvate ai sensi del comma 4.3 sono irrevocabili, salvo quanto previsto dal comma 4.7.

4.5 Entro 30 (trenta) giorni dalla data dell'approvazione, gli esercenti pubblicano le opzioni tariffarie approvate in almeno un quotidiano ad ampia diffusione nell'ambito di competenza dell'esercente e nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma in cui detto ambito è ubicato. Per gli esercenti che, alla data del 31 dicembre dell'anno precedente a quello in cui le opzioni tariffarie sono proposte, avevano meno di 100.000 (centomila) clienti finali connessi in bassa e media tensione, è sufficiente la pubblicazione delle opzioni tariffarie approvate nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma, ovvero, per trenta giorni, negli albi pretori dei comuni situati nell'ambito di competenza dell'esercente.

4.6 Entro il medesimo termine di cui al comma 4.5, gli esercenti pubblicano le opzioni tariffarie approvate in un sito *internet* messo a disposizione dall'Autorità.

4.7 La sospensione dell'offerta di opzioni, ovvero la loro modificazione nel corso dell'anno, sono consentite con le stesse modalità di cui ai commi precedenti.

4.8 L'esercente comunica, almeno una volta l'anno, a ciascun cliente l'opzione tariffaria più conveniente per il cliente medesimo, definita sulla base delle caratteristiche di detto cliente riscontrate nei 12 (dodici) mesi precedenti, se diversa dall'opzione già applicata.

4.9 L'esercente si attiene, nell'offerta delle opzioni tariffarie, alle disposizioni del codice di condotta commerciale riguardanti l'attività pre-contrattuale.

TITOLO 2

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI

SEZIONE 1

TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI

Articolo 5
Tariffa di trasmissione per i clienti finali

5.1 Ciascuna impresa distributrice, applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria *TRAS*, fissata pari:

a) ai valori di cui alla tabella 2.1 dell'allegato n. 1, per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4;

b) ai valori di cui alla tabella 2.2 dell'allegato n. 1, per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4.

Articolo 6
Aggiornamento della tariffa di trasmissione

6.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente tariffaria *TRAS* a copertura dei costi operativi inclusi gli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat,;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

6.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 6.1, lettera b), è pari al 2,5%.

6.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente tariffaria *TRAS* a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

SEZIONE 2

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI

Articolo 7
Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione

7.1 Ciascuna impresa distributrice propone ai sensi del comma 4.1 almeno un'opzione tariffaria base per il servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), ubicate nel proprio ambito di competenza.

7.2 Le imprese distributrici possono proporre, con le modalità di cui all'articolo 4, opzioni tariffarie speciali per il servizio di distribuzione in aggiunta alle opzioni tariffarie base di cui al comma 7.1.

7.3 L'esercente può applicare componenti tariffarie in relazione a differenze positive tra il valore 0,9 e il valore medio mensile del fattore di potenza del cliente finale.

Articolo 8
Vincolo V1

8.1 I ricavi effettivi conseguiti in ciascun anno solare dall'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), non possono superare i ricavi ammessi, determinati sulla base dell'opzione tariffaria TV1.

8.2 L'opzione tariffaria TV1 di cui al comma 8.1 è costituita, con riferimento ai contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 3 di cui all'allegato n. 1:

ρ_1 composta dagli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$ e $\rho_1(cot)$;

ρ_3 composta dagli elementi $\rho_3(disAT)$, $\rho_3(disMT)$, $\rho_3(disBT)$ e $\rho_3(cot)$.

8.3 Ai fini dell'applicazione del comma 8.1:

a) i ricavi effettivi conseguiti sono pari alla somma dei seguenti addendi:
   i) ricavi, come riportati nel bilancio di esercizio, ottenuti dall'applicazione delle componenti previste dalle opzioni tariffarie, ad esclusione delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 73.2 ad esse relative;
   ii) ricavi derivanti dall'applicazione di penalità per prelievi di potenza maggiori del livello contrattualmente impegnato e ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti di cui al comma 7.3;
   iii) ricavi eccedentari relativi all'anno precedente ai sensi di quanto disposto dal successivo comma 9.6.

b) i ricavi ammessi sono pari alla somma dei seguenti addendi:
   i) ricavi che sarebbero stati conseguiti applicando nello stesso anno l'opzione tariffaria TV1, di cui al comma 8.2;
   ii) maggiori ricavi ammessi, ai sensi di quanto previsto al comma 3.5.

Articolo 9
Verifiche del rispetto del vincolo V1

9.1 L'impresa distributrice, entro il 31 luglio di ogni anno, con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f):

a) dichiara l'ammontare dei ricavi ammessi e l'ammontare dei ricavi effettivi relativi all'anno solare precedente, come definiti all'articolo 8;
b) dichiara l'ammontare dei ricavi eccedentari relativi all'anno solare precedente, essendo i ricavi eccedentari pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi effettivi e i ricavi ammessi riferiti al medesimo anno solare.

9.2 A fronte di ricavi eccedentari superiori al 3% del ricavo ammesso, ciascuna impresa distributrice, entro il 31 dicembre di ogni anno, riconosce ai clienti che nell'anno precedente erano controparti di contratti appartenenti ad una tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), un rimborso pari al prodotto tra i ricavi eccedentari di cui al comma 9.1, lettera b), relativi alla medesima tipologia e:

a) $(1+r1)$, dove $r1$ è il tasso di riferimento in vigore all'inizio dell'anno solare in cui viene effettuato il rimborso aumentato di 3 punti percentuali, a fronte di ricavi eccedentari non superiori al 10 % dei ricavi ammessi;
b) $(1+r2)$, dove $r2$ è il tasso di riferimento in vigore all'inizio dell'anno solare in cui viene effettuato il rimborso aumentato di 5 punti percentuali, a fronte di ricavi eccedentari superiori al 10 % dei ricavi ammessi.

9.3 L'ammontare complessivo dei rimborsi di cui al comma 9.2 è ripartito tra i clienti in proporzione agli addebiti derivanti dall'applicazione delle componenti dell'opzione tariffaria per il servizio di distribuzione, escluse le componenti di cui al comma 7.3, complessivamente fatturati a ciascun cliente nell'anno precedente quello del rimborso.

9.4 A fronte di ricavi eccedentari non superiori al 10% l'impresa distributrice può, in alternativa a quanto previsto al comma 9.2, ridurre nelle fatture dell'anno successivo a quello cui i ricavi eccedentari si riferiscono le componenti di tutte le opzioni tariffarie applicate ai clienti finali controparti di contratti appartenenti alla tipologia di una percentuale determinata ai sensi del comma 9.5.

9.5 La percentuale di riduzione di cui al comma 9.4 è calcolata in modo tale da prevedere, entro il quinto bimestre dell'anno, un accredito complessivo pari al prodotto tra i ricavi eccedentari e $(1+r1)$, dove $r1$ è determinato ai sensi del comma 9.2, lettera a). Qualora l'ammontare effettivamente accreditato entro il quinto bimestre dell'anno sia inferiore a detto importo, nel bimestre successivo l'impresa distributrice accredita a ciascun cliente finale controparte di contratti appartenenti alla tipologia un importo pari al rapporto tra l'ammontare residuo da restituire e il numero di tali clienti finali.

9.6 A fronte di ricavi eccedentari pari o inferiori al 3% del ricavo ammesso, ciascuna impresa distributrice accantona detti ricavi eccedentari e li computa a maggiorazione dei ricavi effettivi nell'anno successivo a quello a cui i ricavi eccedentari si riferiscono.

9.7 Ciascuna impresa distributrice dà separata evidenza contabile agli accrediti e ai rimborsi di cui ai commi 9.2 e 9.4, nonché agli accantonamenti di cui al comma 9.6.

9.8 Entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in cui sono effettuati gli accrediti o i rimborsi di cui ai commi 9.2 e 9.4, ciascuna impresa distributrice comunica all'Autorità, per ogni opportuna verifica, l'ammontare di quanto accreditato e rimborsato con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f).

Articolo 10
Vincolo V2

10.1 La tariffa TV2, con riferimento ai contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), è costituita dalle componenti tariffarie α_1, α_2 e α_3, determinate come segue:

$$\alpha_1 = \rho_1(cot) \times \delta_1;$$
$$\alpha_2 = [\rho_1(disMT) + \rho_1(disBT)] \times \delta_2 + [\rho_3(disMT) + \rho_3(disBT) + \rho_3(cot)] \times \delta_4;$$
$$\alpha_3 = \rho_3(disAT) \times \delta_3.$$

10.2 I valori dei parametri δ_1, δ_2, δ_3 e δ_4 di cui al comma 10.1, relativi a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), sono fissati nella tabella 4 di cui all'allegato n.1.

Articolo 11
Compatibilità con il vincolo V2

11.1 Un'opzione tariffaria base non multioraria è compatibile con il vincolo V2 se, per ogni combinazione di valori di potenza impegnata ed energia elettrica prelevata in ciascun punto di prelievo, l'addebito risultante dall'applicazione dell'opzione tariffaria non è superiore a quello che si otterrebbe applicando la tariffa TV2 di cui al comma 10.1.

11.2 Un'opzione tariffaria base multioraria è compatibile con il vincolo V2 se si verificano congiuntamente le seguenti due condizioni:

a) per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria ad un cliente con distribuzione temporale del prelievo pari alla distribuzione temporale di riferimento, determinata ai sensi dell'articolo 12;
b) per ogni distribuzione temporale del prelievo, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 con le componenti α_1, α_2, α_3 aumentate del 100 % è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria.

11.3 Ai fini della compatibilità con il vincolo V2 di un'opzione tariffaria base non multioraria o multioraria applicata nell'ambito di un contratto con durata inferiore all'anno, le condizioni di cui ai commi 11.1 e 11.2 debbono essere soddisfatte applicando la tariffa TV2 con le componenti α_1 e α_2 moltiplicate per il rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 12
Distribuzione temporale di riferimento

12.1 Nel caso di opzioni multiorarie per fasce, per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, la distribuzione temporale di riferimento della potenza impegnata e dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 11.2, lettera a), è ottenuta come segue:

a) la potenza impegnata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è ottenuta moltiplicando il valore della potenza massima impegnata per il parametro del profilo tipo del prelievo di potenza relativo a tale fascia oraria;
b) l'energia elettrica prelevata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è ottenuta moltiplicando il valore dell'energia elettrica annualmente prelevata per il parametro del profilo tipo del prelievo di energia elettrica relativo a tale fascia oraria.

12.2 Nel caso di opzioni multiorarie diverse da quelle di cui al comma 12.1, per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente

prelevata da un cliente, la distribuzione temporale di riferimento della potenza impegnata e dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 11.2, lettera a), è ottenuta come segue:

a) la potenza impegnata in un'ora di ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è pari alla potenza impegnata di cui al comma 12.1, lettera a), relativa alla medesima fascia;
b) l'energia elettrica prelevata in un'ora di ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è ottenuta dividendo il valore dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 12.1, lettera b), per il numero di ore dell'anno appartenenti alla medesima fascia.

12.3 I parametri del profilo tipo del prelievo di potenza di cui al comma 12.1, lettera a) e del prelievo di energia elettrica di cui alla lettera b) del medesimo comma sono fissati nelle tabelle 5 e 6 di cui all'allegato n.1.

Articolo 13
Regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione

13.1 Ciascuna impresa distributrice con meno di 5000 clienti connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2003, in alternativa a quanto disposto dai commi 7.1 e 7.2, può richiedere all'Autorità, entro i termini di cui al comma 4.1, di essere autorizzato ad adottare il regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione.

13.2 Ciascuna impresa distributrice autorizzata dall'Autorità ad adottare il regime tariffario semplificato applica, alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), ubicate nel proprio ambito di competenza, corrispettivi per il servizio di distribuzione pari alla tariffa TV2 di cui al comma 10.1.

13.3 Ciascuna impresa distributrice autorizzata dall'Autorità ad adottare il regime tariffario semplificato è esonerata dagli obblighi di verifica del rispetto del vincolo *V1* di cui all'articolo 9.

Articolo 14
Punti di emergenza

14.1 Ai fini dell'applicazione delle opzioni tariffarie di cui all'articolo 7 ovvero della tariffa TV2 nei casi di applicazione del regime tariffario semplificato, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza durante il periodo di emergenza sono convenzionalmente attribuite al punto di prelievo, indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di trasporto ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione.

Articolo 15

Aggiornamento delle componenti dei vincoli

15.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
e) limitatamente agli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$, $\rho_3(disMT)$ e $\rho_3(disBT)$, il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

15.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 15.1, lettera b), è pari al 3,5%.

15.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati.

Articolo 16

Componenti UC_3 e UC_6

16.1 Ciascuna impresa distributrice applica ai clienti finali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) le componenti UC_3 e UC_6.

SEZIONE 3

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I PRODUTTORI

Articolo 17

Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale

17.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale riconosce:

a) al Gestore della rete un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR*, fissata nella tabella 7 di cui all'allegato n. 1, alla somma:
   i) dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale;
   ii) dell'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa medesima nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 8, colonna A, di cui all'allegato n. 1;

b) al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR* di cui alla lettera a) del presente comma all'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa medesima nel medesimo punto, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 8, colonna A, di cui all'allegato n. 1.

Articolo 18

Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione

18.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata un corrispettivo composto:

a) dalla componente *CTR* di cui al comma 17.1, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 8, colonna B, di cui all'allegato n. 1;

b) dalla componente *CDF*, applicata a ciascun punto di interconnessione;
c) dalla componente *CDE*, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione.

18.2 La componente *CDF* di cui al comma 18.1, lettera b), è pari:

a) alla componente ρ_1 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
b) alla componente ρ_1 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
c) alla componente ρ_1 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.

18.3 La componente *CDE* di cui al comma 18.1, lettera c) è pari alla:

a) componente ρ_3 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
b) componente ρ_3 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
c) componente ρ_3 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.

18.4 Il corrispettivo di cui al comma 18.1, lettera b), non si applica ai punti di interconnessione di emergenza.

Articolo 19
Corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica

19.1 Chiunque abbia la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi riconosce al Gestore della rete, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un corrispettivo determinato applicando all'energia elettrica prodotta e immessa nella medesima rete, anche per il tramite di linee dirette e di reti interne d'utenza, una componente tariffaria pari a 0,0253 centesimi di euro/kWh.

19.2 Il corrispettivo di cui al precedente comma è fatturato dal Gestore della rete con cadenza mensile.

Articolo 20
Remunerazione del servizio di trasmissione

20.1 Ai fini della determinazione della componente fissa del canone annuale di cui all'articolo 16 della convenzione tipo approvata con il decreto 22 dicembre 2000, il Gestore della rete determina l'esborso complessivo di cui al comma 1 dell'articolo 18 della medesima convenzione tipo come differenza tra:

a) i corrispettivi percepiti dal medesimo Gestore ai sensi del comma 17.1, lettera a), e del comma 19.1, e
b) il corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete, determinato applicando una componente pari a 0,0336 centesimi di euro/kWh, all'energia di cui al comma 17.1, lettera a).

Articolo 21
Aggiornamento delle componenti tariffarie

21.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 17.1, della componente tariffaria di cui al comma 19.1 e della componente di cui al comma 20.1, lettera b) a copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

21.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 21.1, lettera b), è pari al 2,5%.

21.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 17.1, della componente tariffaria di cui al comma 19.1 e della componente di cui al comma 20.1, lettera b) a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

TITOLO 3

CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL MERCATO VINCOLATO

SEZIONE 1

CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI DIVERSI DA QUELLI PER L'UTENZA DOMESTICA IN BASSA TENSIONE

Articolo 22
Struttura dei corrispettivi

22.1 Ciascuna impresa distributrice offre alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), una tariffa composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente *CCA*;
b) componente COV_1 il cui valore è fissato nella tabella 9 di cui all'allegato n.1 ed è aggiornato annualmente dall'Autorità;
c) componente COV_3 il cui valore è fissato nella tabella 9 di cui all'allegato n.1 ed è aggiornato annualmente dall'Autorità;
d) componente UC_1, e componente UC_5.

22.2 Qualora il servizio di vendita di cui al comma 22.1 sia oggetto di un contratto che preveda anche l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, trovano applicazione le disposizioni di cui al titolo 2, sezioni 1 e 2, della presente parte, unitamente a quelle di cui alla presente sezione.

Articolo 23
Componente a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica (CCA)

23.1 La componente *CCA* è fissata pari alla somma dei seguenti elementi:

a) *VE;*
b) *PC*;
c) *OD*.

23.2 L'elemento *PC* di cui al comma 23.1, lettera b), è pari a:

a) il prodotto tra il parametro γ ed il parametro *PGN* per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;

b) il prodotto tra il parametro Σed il parametro PGN_B per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2;

c) il prodotto tra il parametro Σed il parametro PGN_T, per clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4.

23.3 L'elemento *OD* di cui al comma 23.1, lettera c), è pari a:

a) il prodotto tra il parametro γ_{OD} ed il parametro D per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;

b) il prodotto tra il parametro Σed il parametro D_T, per clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4.

23.4 I valori del parametro Σ sono fissati nella tabella 10 di cui all'allegato n. 1. Gli elementi *VE*, *PC*, *OD* e la componente *CCA* sono pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.

SEZIONE 2

CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI PER L'UTENZA DOMESTICA IN BASSA TENSIONE

Articolo 24
Tariffe D1, D2, D3

24.1 La tariffa di riferimento per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), è denominata D1. La tariffa D1 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente σ_1, costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$, $\sigma_1(cot)$ e $\sigma_1(cov)$;
b) componente σ_2;
c) componente σ_3, costituita dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$;
d) componente *CCA*, di cui all'articolo 23;
e) componenti UC_1 e UC_5 di cui al comma 22.1, lettera d);
f) componente UC_3, e UC_6 di cui di cui all'articolo 16.

24.2 Ciascun esercente l'attività di vendita offre una tariffa denominata D2 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW. La tariffa D2 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente τ_1(D2);
b) componente τ_2(D2);

c) componente τ_3(D2);
d) componente *CAD*;
e) componenti UC_1, UC_5 di cui al comma 22.1, lettera d);
f) componente UC_3 di cui all'articolo 16.

24.3 Ciascun esercente l'attività di vendita offre una tariffa denominata D3 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), diversi da quelli di cui al comma 24.2. La tariffa D3 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente τ_1(D3);
b) componente τ_2(D3);
c) componente τ_3(D3);
d) componente *CAD*;
e) componenti UC_1, UC_5 di cui al comma 22.1, lettera d);
f) componente UC_3 di cui all'articolo 16.

24.4 La componente *CAD* di cui ai commi 24.2 e 24.3 è pari alla somma dei seguenti elementi:

a) *VE*;
b) *PF*, i cui valori sono fissati nella tabella 11 di cui all'allegato n. 1;
c) *PV*.

24.5 L'elemento *PV* di cui al comma 24.4 è pari al prodotto tra il parametro *f*, i cui valori sono fissati nella tabella 12 di cui all'allegato n. 1, e il valore della componente *CCA* di cui al comma 24.1, al netto degli elementi *VE* e *PF*

24.6 La componente *CAD*, gli elementi *VE* e *PV* sono pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.

24.7 I valori delle componenti σ_1, σ_2, σ_3, τ_1(D2), τ_2(D2), τ_3(D2), τ_1(D3), τ_2(D3), τ_3(D3), sono fissati nelle tabelle 13, 14, 15 e 16 di cui all'allegato n. 1.

24.8 Gli scaglioni di consumo espressi in kWh per anno previsti dalla tabella 14 ai fini dell'addebito della componente τ_3(D2) sono applicati con il criterio del pro-quota giorno. Gli scaglioni giornalieri sono ottenuti dividendo per 365 (trecentosessantacinque) i valori che delimitano gli scaglioni stessi e arrotondando il quoziente alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale. Le modalità di calcolo di cui al presente comma sono applicate alle fatture o bollette emesse in seguito alla lettura dei misuratori.

Articolo 25
Opzioni tariffarie ulteriori

25.1 Ciascun esercente il servizio di vendita dell'energia elettrica, può proporre opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe D1, D2 e D3. Quanto alla presentazione e alle modalità di offerta delle opzioni di cui al presente comma trovano applicazione le disposizioni di cui all'articolo 4.

Articolo 26
Aggiornamento delle componenti tariffarie

26.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1, σ_2 e σ_3 a copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
e) limitatamente agli elementi $\sigma_3(disMT)$, e alla componente σ_2, il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

26.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 26.1, lettera b), è pari al 3,5% con riferimento al servizio di distribuzione, e al 2,5% con riferimento al servizio di trasmissione.

26.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1, σ_2 e σ_3 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
d) limitatamente all'elemento $\sigma_3(tras)$, il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

SEZIONE 3

CORRISPETTIVI PER LA CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA ALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA VENDITA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO

Articolo 27
Ambito di applicazione

27.1 Le disposizioni contenute nella presente sezione si applicano alle cessioni di energia elettrica , intestate all'Acquirente unico ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003, alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato.

Articolo 28
Condizioni di cessione

28.1 L'Acquirente unico predispone ed invia all'Autorità per l'approvazione un contratto tipo di cessione di energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato.

28.2 Il contratto tipo di cui al precedente comma 28.1 deve essere predisposto nell'osservanza di criteri che consentano:

a) all'Acquirente unico di operare secondo principi di efficienza;

b) all'Acquirente unico di avere a disposizione i dati e le informazioni funzionali alla propria attività in tempi tali da consentire di salvaguardare l'economicità degli approvvigionamenti;

c) all'Acquirente unico di attivare opportune coperture del rischio di controparte connesso con la cessione di energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato;

d) di trattare i distributori in maniera non discriminatoria.

28.3 L'Autorità si pronuncia sul contratto tipo entro 15 (quindici) giorni dal ricevimento del medesimo. Trascorso inutilmente tale termine il contratto tipo si intende approvato.

Articolo 29
Costo di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica per la vendita al mercato vincolato

29.1 L'impresa distributrice acquirente, per la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato dalla stessa serviti definita all'articolo 31, è tenuta al pagamento del prezzo di cessione di cui all'articolo 30.

29.2 Entro il giorno 15 (quindici) aprile di ciascun anno l'impresa distributrice è tenuta versare all'Acquirente unico, se positivo, o ha diritto a ricevere dal medesimo, se negativo, un ammontare pari al prodotto tra:

a) il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno solare precedente nella medesima area di riferimento, determinato ai sensi dell'articolo 6, comma 6.3 della deliberazione n. 118/03;
b) la differenza tra l'energia elettrica destinata, nell'anno solare precedente, ai propri clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria, di cui al comma 31.2, e l'energia elettrica attribuita nel medesimo anno alla medesima impresa distributrice ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4 della deliberazione n. 118/03.

Articolo 30
Prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato

30.1 Il prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, espresso in centesimi di euro/kWh, è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 di un mese, alla somma di tre componenti:

a) la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in detta fascia oraria:
   i) per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento;
   ii) per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
   iii) per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o ad altre tipologie di contratto;
b) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato nelle ore comprese in detta fascia oraria;
c) il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato.

30.2 Con riferimento al comma 30.1, lettera a), punti ii) ed iii), il costo unitario relativo alle ore comprese in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3, e F4 di un mese è pari al prodotto tra il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto in detta fascia oraria se avesse acquistato nel mercato del giorno prima l'energia elettrica oggetto del contratto di compravendita o del contratto per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica e il rapporto tra:

a) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in detto mese per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte o per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica;

b) il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto in detto mese se avesse acquistato nel mercato del giorno prima l'energia elettrica oggetto del contratto di compravendita o del contratto per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

Articolo 31

Energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice

31.1 L'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice è pari, in ciascuna ora, alla somma di:

a) la quota del prelievo residuo d'area dei clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria attribuito all'impresa distribuisce ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione n. 118/03;

b) l'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo corrispondenti a clienti del mercato vincolato trattati su base oraria e compresi nell'ambito territoriale di detta impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'Allegato n. 1.

31.2 L'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria, di cui al comma 29.2, serviti da un'impresa distributrice è pari alla differenza tra:

a) l'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice;

b) l'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice

31.3 L'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice di cui al comma 31.2, è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, alla somma dell'energia elettrica:

a) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale o nei punti di interconnessione compresi nell'area di riferimento, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna B, di cui all'allegato n. 1;

b) prelevata dai clienti del mercato vincolato connessi alla rete di trasmissione nazionale nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1;

c) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1;

31.4 L'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice di cui al comma 31.2, è pari alla somma dell'energia elettrica:

a) prelevata dalla rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale o nei punti di interconnessione compresi nell'area di riferimento, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna B, di cui all'allegato n. 1;

b) prelevata dai clienti del mercato libero connessi alla rete dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1;

c) prelevata dai clienti del mercato vincolato compresi nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice e trattati su base oraria, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1.

Articolo 32
Fatturazione e regolazione dei pagamenti

32.1 Il periodo di fatturazione dei corrispettivi per la cessione alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, di cui all'articolo 29, è il mese di calendario.

32.2 Ai fini dell'emissione delle fatture di cui al comma 32.1, ciascuna impresa distributrice comunica all'Acquirente unico entro il giorno 20 (venti) del mese successivo a quello di competenza l'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui all'articolo 31.

32.3 L'Acquirente unico verifica la correttezza e la congruità delle comunicazioni di cui al comma 32.2, sulla base delle informazioni di cui al comma 33.1.

32.4 Nel caso in cui un'impresa distributrice non adempia agli obblighi del comma 32.2, l'Acquirente unico fattura in acconto alla medesima impresa il corrispettivo per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato assumendo come riferimento convenzionale un'energia elettrica pari all'ammontare dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato dalla medesima impresa nello stesso mese dell'anno precedente aumentato del 10%.

32.5 Entro il giorno 27 (ventisette) del mese successivo a quello di competenza, l'Acquirente unico calcola il prezzo di cessione di cui all'articolo 29.

32.6 I pagamenti delle imprese distributrici all'Acquirente unico sono effettuati con valuta beneficiaria il quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza.

Articolo 33
Obblighi di informazione

33.1 Ciascuna impresa distributrice trasmette all'Acquirente unico, secondo le modalità dal medesimo definite, la registrazione delle misure dell'energia elettrica, nonché ogni altra informazione o dato utile ai fini del compimento, da parte del medesimo Acquirente unico, degli adempimenti di competenza, ivi inclusa la verifica di cui al comma 32.3.

33.2 L'Acquirente unico comunica all'Autorità e pubblica nel proprio sito internet, entro il termine del mese successivo a quello di competenza:

a) il prezzo di cui all'articolo 30 relativo al mese di competenza;
b) i costi totali sostenuti dall'Acquirente unico nel mese di competenza, articolati su base oraria e distinti per ciascuna tipologia di costo di cui all'articolo 30;
c) la quantità di energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento in ciascuna ora del mese di competenza ed in ciascuna zona;
d) la quantità di energia elettrica acquistata al di fuori del sistema delle offerte in ciascuna ora del mese di competenza ed in ciascuna zona;
e) il prezzo medio pagato al Gestore del mercato elettrico per gli acquisti di cui alla lettera c) nel mese di competenza ed in ciascuna zona;
f) il prezzo medio dell'energia elettrica oggetto dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte nel mese di competenza ed in ciascuna zona;
g) gli sbilanciamenti relativi a ciascuna ora del mese di competenza distinti per punto di dispacciamento.

33.3 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per il servizio di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui al Titolo 3, l'Acquirente unico comunica all'Autorità:

a) entro 20 (venti) giorni dall'inizio di ciascun trimestre, la stima dei costi unitari di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi a ciascuno dei quattro trimestri successivi, articolata per fascia oraria e distinta per ciascuna tipologia di costo di cui all'articolo 30;
b) entro 30 (trenta) giorni dalla fine di ciascun trimestre, la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico nel medesimo periodo.

33.4 L'Acquirente unico invia all'Autorità con cadenza trimestrale il budget finanziario relativo ai quattro trimestri successivi, nonché il rendiconto finanziario relativo all'ultimo trimestre.

TITOLO 4

SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 34
Disposizioni generali

34.1 Ciascun misuratore che consenta la rilevazione oraria o per fascia oraria delle grandezze elettriche è sincronizzato con un unico riferimento a cura del soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica.

34.2 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per il servizio di cui al comma 2.1, lettera d), le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al presente titolo.

Articolo 35
Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica

35.1 Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

a) con riferimento ai punti di prelievo, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;
b) con riferimento ai punti di immissione relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

35.2 Il soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica è:

a) con riferimento ai punti di prelievo, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;
b) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;
c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

35.3 Il soggetto di cui al comma 35.2 trasmette al Gestore della rete la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate, per quanto necessario ai fini del compimento, da parte del medesimo Gestore della rete, degli adempimenti amministrativi di competenza.

35.4 Le misure dell'energia elettrica rilevate e registrate nei punti di immissione e di prelievo non possono essere utilizzate per finalità diverse da quelle relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e di vendita di cui al comma 2.1, salvo consenso scritto da parte del soggetto titolare dell'impianto di produzione dell'energia elettrica o del cliente finale a cui tali punti si riferiscono.

35.5 I soggetti di cui al comma 35.1, lettera a), con riferimento ai punti di prelievo, corrispondenti ai clienti finali di cui all'Articolo 36, comma 36.1, lettera a), sono tenuti ad effettuare l'installazione dei misuratori dell'energia elettrica entro i termini di cui all'Articolo 41, comma 41.1.

Articolo 36

Disposizioni relative ai clienti del mercato libero connessi a reti in altissima, alta e media tensione, ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in altissima e alta tensione e agli impianti di produzione di energia elettrica

36.1 Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di immissione e di prelievo relativi:

a) ai clienti del mercato libero connessi in altissima, alta e media tensione;
b) ai clienti del mercato vincolato connessi in altissima e alta tensione;
c) ai soggetti titolari di impianti di produzione di energia elettrica, con potenza nominale superiore a 250 kW.

36.2 I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:

a) consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;
b) essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
c) consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazione e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 35.2;
d) essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati ed a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

36.3 In alternativa a quanto previsto al comma 36.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 35.2 rende disponibili al cliente finale, su supporto digitale, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.

36.4 Nel caso in cui si verifichino irregolarità di funzionamento del misuratore, l'intervento di manutenzione è effettuato, entro 48 (quarantotto) ore dalla segnalazione automatica o dalla comunicazione, dal soggetto di cui al comma 35.1 che ne dà tempestiva informazione al cliente finale o al soggetto di cui al comma 35.2.

36.5 Per il periodo in cui si è verificata l'irregolarità di funzionamento di cui al comma 36.4, la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica è effettuata dal soggetto di cui al comma 35.2, sulla base dell'errore di misurazione accertato in sede di verifica del misuratore, con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata, ove lo stesso momento sia determinabile, oppure, nei casi di indeterminabilità, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata. Qualora non sia possibile determinare il suddetto errore di misurazione, la ricostruzione è effettuata con riferimento alle misure relative ad analoghi periodi o condizioni, tenendo conto di ogni altro elemento idoneo.

36.6 Il soggetto che ha diritto alla disponibilità delle misure dell'energia elettrica può richiedere in qualsiasi momento la verifica dei misuratori. Rimangono a carico del richiedente le spese necessarie per la verifica nel caso in cui gli errori riscontrati risultino compresi entro i limiti di precisione previsti per il misuratore. Qualora gli errori riscontrati superino tali limiti, il soggetto di cui al comma 35.1 assume a proprio carico le spese di verifica e provvede al ripristino della funzionalità del medesimo misuratore.

Articolo 37
Disposizioni relative ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in media e bassa tensione

37.1 Al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo relativi ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in media e bassa tensione si applica, fatto salvo quanto disposto dagli articoli 31 e 32, quanto previsto dalla deliberazione n. 200/99.

Articolo 38
Disposizioni relative ai punti di interconnessione

38.1 I misuratori consentono la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di interconnessione.

38.2 Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale da un'impresa distributrice è svolto conformemente alle specifiche tecniche e alle modalità definite dal Gestore della rete sulla base delle direttive emanate dell'Autorità con la deliberazione n. 138/00.

Articolo 39

Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica ai clienti finali

39.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), una tariffa composta dalle componenti tariffarie MIS_1 e MIS_3, fissate pari ai valori di cui alla tabella 18 dell'allegato n. 1.

Articolo 40

Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione

40.1 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione, al soggetto che provvede all'installazione e manutenzione del misuratore viene riconosciuto dalla controparte un corrispettivo pari al 46% della componente tariffaria MIS_1 del corrispondente livello di tensione.

40.2 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla rilevazione e registrazione delle misure viene riconosciuto dalla controparte un corrispettivo pari al 54% della componente tariffaria MIS_1 del corrispondente livello di tensione.

Articolo 41

Disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori di energia elettrica

41.1 Per i punti di prelievo, l'installazione di misuratori atti alla misurazione dell'energia elettrica secondo quanto specificato all'Articolo 36, comma 36.2, deve avvenire nei termini di seguito indicati:
   a) entro il 30 giugno 2004, relativamente ai punti di prelievo in altissima e alta tensione e ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW;
   b) entro il 31 dicembre 2004, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile a partire da 201 kW e fino a 500 kW;
   c) entro il 31 dicembre 2005, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile a partire da 101 kW e fino a 200 kW;
   d) entro il 31 dicembre 2006, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile pari o inferiore a 100 kW.

41.2 Eventuali inadempienze dei soggetti di cui al comma 35.1 rispetto a quanto previsto al comma 41.1 saranno considerate al fine della determinazione del corrispettivo a remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

PARTE III

PEREQUAZIONE E INTEGRAZIONE

TITOLO 1
PEREQUAZIONE DEI COSTI DI DISTRUBUZIONE E DI ALTRI ONERI A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI

SEZIONE 1
REGIME DI PEREQUAZIONE GENERALE

Articolo 42
Perequazione

42.1 La perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico delle imprese distributrici per gli anni 2004-2007 si articola in:

a) perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;

b) perequazione dei costi del servizio di trasmissione;

c) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti ad alta tensione;

d) perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;

e) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione;

f) perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica a clienti domestici.

42.2 La perequazione di cui al comma 42.1, si applica a tutte le imprese distributrici, salvo quanto disposto dai commi 42.3 e 42.4.

42.3 Le imprese distributrici che aderiscono al regime semplificato di cui all'articolo 13 sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di cui al comma 42.1 c), d) ed e).

42.4 Le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione di cui al comma 42.1.

Articolo 43
Perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato

43.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di cui al comma 42.1, lettera a), è pari a:

$$A=[CA - RA]$$

dove:

- A è l'ammontare di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- CA denota il costo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA = \sum_{c} \sum_{i} pau_{i,m} * q_m^c * \varphi_{i,m} * \Sigma + cong_{AU}^{+} \ \varphi \sum_{i} pau_{i,m} * \Delta q_{i,m}$$

- RA denota i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, calcolati secondo la seguente formula:

$$RA = RCCA + cong_{AU}^{\varphi}$$

dove:

- i assume i valori F1, F2, F3 ed F4;
- m indica il mese dell'anno;
- $pau_{i,m}$ è il prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato di cui all'articolo 30 per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 del mese m;
- q_m^c è l'energia elettrica fornita ai clienti del mercato vincolato della tipologia c nel mese m. Le quantità di energia elettrica fornita alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentate della quota parte degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;
- $q_{i,m}^{acq}$ è l'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui all'articolo 31 approvvigionata dall'impresa distributrice per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 del mese m;
- $\varphi_{i,m}$ è la quota parte dell'energia elettrica approvvigionata dall'impresa distributrice in ciascuna fascia oraria i del mese m destinata ai clienti del mercato vincolato, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_{i,m} = \frac{q_{i,m}^{acq}}{\sum_{i} q_{i,m}^{acq}}$$

- $cong_{AU}^{+}$ è l'ammontare di cui al comma 29.2 versato dall'impresa distributrice all'Acquirente unico;
- $\Delta q_{i,m}$ è, per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4, del mese m, la differenza di cui al comma 29.2, lettera b);

- *RCCA* è la somma dei ricavi ottenibili per ciascuna tipologia contrattuale applicando la componente *CCA*, al netto dell'elemento *VE*, esclusi gli usi propri della trasmissione;
- $cong^{\varphi}_{AU}$ è l'ammontare di cui al comma 29.2 versato dall'Acquirente unico all'impresa distributrice.

Articolo 44

Perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione

44.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, lettera b) è pari a:

$$T = [CT_{NM} - RT_{NM}]$$

dove:

- T è l'ammontare di perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione;
- CT_{NM} denota il costo sostenuto dall'impresa distributrice per l'acquisto del servizio di trasmissione, relativo all'energia elettrica destinata ai clienti finali, non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, calcolato secondo la seguente formula:

$$CT_{NM} = \sum_{c}\sum_{i} CTR * qe^{c,NM} * \varphi e_{i} * \Sigma * L$$

- RT_{NM} denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dalla tariffa *TRAS* e dalla tariffa *D1*, a copertura del costo sostenuto dall'impresa distributrice per l'acquisto del servizio di trasmissione relativo all'energia elettrica destinata ai clienti finali, non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, ottenuto applicando la tariffa *TRAS* alla quantità consumata in ciascun anno da ciascuna tipologia *c;*

con:

- *L*, coefficiente di correzione delle perdite sulla rete di trasmissione nazionale;
- $qe^{c,NM}$, energia elettrica prelevata dai clienti finali della tipologia *c*, non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4. Le quantità di energia elettrica trasportate per le tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentate della quota parte degli usi propri della distribuzione e della trasmissione.

- φe_i, quota parte dell'energia elettrica prelevata fascia oraria *i* dai clienti finali non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi e_i = \frac{(q_i^{prel}\ \varphi \sum_c qe_i^{c,M} * \Sigma)}{\sum_i (q_i^{prel}\ \varphi \sum_c qe_i^{c,M} * \Sigma)};$$

- $qe_i^{c,M}$, energia prelevata in ciascuna fascia oraria *i* dai clienti finali della tipologia *c* dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, aumentata dell'energia elettrica prelevata da altre imprese distributrici. Le quantità di energia elettrica trasportate per le tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentate della quota parte degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;
- q_i^{prel}, quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice in ciascuna fascia oraria *i*, al netto della quantità di energia elettrica destinata ad autoconsumo, esclusi gli usi propri della distribuzione, corretta mediante l'applicazione dei coefficienti che esprimono le perdite convenzionali sulle reti con obbligo di connessione di terzi. Gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione, corretti per le perdite, sono attribuiti a ciascuna fascia oraria in base al profilo dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

Articolo 45

Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione

45.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, lettera c), è pari a:

$$\text{DA} = C_1 + C_2 - [RA_{DIR} * \xi + RA_{TOT} * (1 - \xi)]$$

dove:

- DA è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- C_1 è il costo diretto standard delle linee ad alta tensione di distribuzione, calcolato secondo la seguente formula:

$$C_1 = \frac{\sum_k p_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k p_k * N_{k,m}} * \sum_m \sum_c \rho_3'^c (disAT) * qe^{c,m}$$

- C_2 è il costo sostenuto per l'utilizzo di reti ad alta tensione di altre imprese distributrici, calcolato applicando alle quantità di energia elettrica prelevata da

reti di distribuzione di terzi, per ciascun livello di tensione *t*, la componente tariffaria $\rho_3(disAT)$ relativa alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f);

– RA_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo *V1* e dalla tariffa *D1* a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho'^{c}_{3}(disAT)$ riportati nella tabella 19 dell'allegato n. 1;

– RA_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo *V1* e dalla tariffa *D1* a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, e delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione;

con:

- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti *k* delle linee di distribuzione ad alta tensione, come autocertificato da ciascuna impresa distributrice *m* ammessa;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale *c* da ciascuna impresa distributrice *m*. I consumi delle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f), sono aumentati della quantità di energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione dell'impresa distributrice da altre imprese distributrici al livello di tensione corrispondente;
- p_k, costo unitario standard di ciascuna componente *k* delle linee di distribuzione ad alta tensione, come riportato nella tabella 20 dell'allegato n. 1;
- ξ, rapporto tra la quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice.

Articolo 46

Perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione

46.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, lettera d) è pari a:

$$DF= Cf_1+Cf_2 - [RF_{DIR}*\mu+RF_{TOT}*(1- \mu)]$$

dove:

- DF è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;

- Cf_1 è il costo diretto standard relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato secondo la seguente formula:

$$Cf_1 = \frac{\sum_k r_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k r_k * N_{k,m}} * \left(\sum_m \sum_c \rho'^c_3 (disMT) * qe^{c,m} + \sum_m \sum_c \rho'^c_1 (disMT) * ne^{c,m}\right)$$

- Cf_2 è il costo sostenuto per il prelievo di energia elettrica da reti di distribuzione di terzi, relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato applicando le componenti tariffarie $\rho_1(disMT)$ e $\rho_3(disMT)$ relative alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f);
- RF_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo *V1* e dalla tariffa *D1* a copertura dei costi diretti relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho'^c_1(disMT)$ e $\rho'^c_3(disMT)$ riportati in tabella 21 dell'allegato n. 1;
- RF_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo *V1* e dalla tariffa *D1* a copertura dei costi relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione, applicando i corrispettivi unitari riportati nella tabella 22 dell'allegato n. 1;

con:

- $ne^{c,m}$, numero di punti di prelievo appartenenti a ciascuna tipologia *c* di ciascuna impresa distributrice. I punti di prelievo delle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentati dei punti di prelievo relativi ad imprese distributrici interconnesse alla rete dell'impresa distributrice;

- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti *k* delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione in termini di potenza nominale di trasformazione espressa in MVA, come autocertificata dall'impresa distributrice *m*;

- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica relativa al servizio trasporto prestato a ciascuna tipologia di utenza *c* da ciascuna impresa distributrice *m*. I consumi delle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentati della quantità di energia elettrica prelevata relativa ad imprese distributrici interconnesse alla rete dell'impresa distributrice;
- r_k, costo unitario standard delle componenti *k* delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, come riportato nella tabella 23 dell'allegato n. 1;
- μ, rapporto tra la somma della quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dalla rete di trasmissione nazionale e da punti interconnessione virtuale alla reti di trasmissione nazionale in alta tensione e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice.

Articolo 47

Perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione

47.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, lettera e) è pari a:

$$DB = RA*IC*w$$

dove

- DB è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione;
- IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;
- RA è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo V1 e dalla tariffa D1, a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, calcolato considerando anche i ricavi ottenuti dal servizio distribuzione in media e bassa tensione prestato ad altre imprese distributrici;
- *w* è un coefficiente che esprime l'incidenza dei costi operativi diretti di distribuzione in media e bassa tensione sui costi totali di distribuzione in media e bassa tensione riconosciuti, e assume valore pari a 0,3.

47.2 L'indicatore di concentrazione IC è calcolato secondo la seguente formula:

$$IC = \frac{\sum_J N_J * K_J}{\sum_J N_J} - 1$$

dove:

- J denota il grado di concentrazione (alta, media o bassa), come definito nel Testo integrato della qualità dei servizi;
- N_J è il numero di punti di prelievo in bassa tensione serviti dall'impresa, con grado di concentrazione J;
- K_J è il coefficiente che esprime lo scostamento rispetto alla media del costo diretto necessario per servire un cliente nel grado di concentrazione J e assume i valori riportati in tabella 24 dell'allegato n. 1.

Articolo 48

Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3

48.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, lettera f), è pari a:

$$\mathrm{RD} = RA - RE$$

dove:

- RD è l'ammontare di perequazione dei ricavi ottenuti dalle tariffe D2 e D3;
- *RA* rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione della tariffa *D1* ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe *D2* e *D3* ovvero opzioni ulteriori domestiche di cui all'articolo 25, con riferimento al numero medio di punti di prelievo, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
- *RE* rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione delle tariffe *D2* e *D3*, senza sconti o abbuoni, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe *D2* e *D3* ovvero opzioni ulteriori domestiche di cui all'articolo 25, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione.

SEZIONE 2

REGIME DI PEREQUAZIONE SPECIFICO AZIENDALE

Articolo 49
Perequazione specifica aziendale

49.1 E' istituita per gli anni 2004-2007 la perequazione specifica aziendale a copertura degli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi di perequazione di cui alla sezione 1 della presente titolo, derivanti da variabili esogene fuori dal controllo dell'impresa.

49.2 La partecipazione alla perequazione specifica aziendale è facoltativa. Sono escluse dalla partecipazione alla perequazione specifica aziendale le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

49.3 In ciascun anno l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale è pari a:

$$PSA = Csa * RAP_t$$

dove

- PSA è l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale;
- RAP_t è, per ciascun anno *t* del periodo regolatorio 2004-2007, il ricavo ammesso perequato, pari alla somma algebrica dell'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione di cui al comma 42.1, lettere c), d) ed e) e del ricavo ammesso dal vincolo V1 e dalla tariffa D1.
- Csa è il fattore di correzione specifico aziendale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione, calcolato come segue:

$$Csa = \frac{CE_B \varphi RAP_B}{RAP_B}$$

con

- CE_B pari al costo effettivo sostenuto dall'impresa distributrice per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, nell'anno di riferimento, determinato sulla base di una specifica istruttoria, eventualmente condotta anche in collaborazione con la Guardia di finanza;
- RAP_B pari al ricavo ammesso dal vincolo V1, dalla tariffa D1 e dalla perequazione dei costi di distribuzione in alta tensione, in media tensione, in bassa tensione e per la trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, a copertura dei costi di distribuzione, nell'anno di riferimento.

49.4 Per il periodo di regolazione 2004-2007, l'anno di riferimento rilevante ai fini delle disposizioni di cui al comma 49.3 è il 2003.

49.5 Il valore del fattore di correzione *Csa* è calcolato per ciascuna impresa che ne faccia richiesta entro il 31 dicembre 2004, previa specifica istruttoria, secondo quanto previsto dal comma 49.3. Il fattore di correzione *Csa* è aggiornato annualmente in coerenza con le modalità di aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura della remunerazione del capitale investito.

TITOLO 2

INTEGRAZIONE

Articolo 50
Integrazione dei ricavi a V1

50.1 E' istituita per gli anni 2004-2007 l'integrazione dei ricavi a V1, destinata al caso in cui l'impresa distributrice pur applicando la tariffa massima consentita TV2, di cui al comma 10.1, non raggiunga il ricavo ammesso dal vincolo V1 in ragione della particolare composizione e modalità di consumo della propria clientela.

50.2 All'integrazione dei ricavi a V1 sono ammesse le imprese distributrici alla cui rete risultano connessi meno di 5000 clienti al 31 dicembre dell'anno a cui si riferisce l'ammontare di integrazione.

50.3 Dall'integrazione dei ricavi a V1 sono escluse le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Articolo 51
Ammontare di integrazione dei ricavi a V1

51.1 In ciascuno degli anni del periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007 l'ammontare relativo all'integrazione di cui al comma 50.1 è pari, per ciascuna tipologia contrattuale, alla differenza, se positiva, tra il ricavo ammesso dal vincolo V1 e il ricavo ottenibile applicando la tariffa TV2 definita dall'Autorità.

PARTE IV

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1

IMPOSIZIONE

Articolo 52
Fissazione delle componenti tariffarie A

52.1 Nel presente titolo vengono fissate le componenti tariffarie per l'adeguamento dei corrispettivi per il servizio di distribuzione di cui al comma 2.1, lettera b), destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

52.2 Le componenti tariffarie di cui al comma 52.1 sono:

a) componente tariffaria A_2, per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000;

b) componente tariffaria A_3, per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;

c) componente tariffaria A_4, per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto 26 gennaio 2000;

d) componente tariffaria A_5, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000;

e) componente tariffaria A_6, per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000;

f) componente tariffaria A_8, per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74, e successivi aggiornamenti.

52.3 Le componenti tariffarie di cui al comma 52.2 si applicano come maggiorazioni ai:

a) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla parte II, titolo 2, sezione 2 e titolo 3, sezione 2, della medesima parte;

b) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla parte II, titolo 2, sezione 3, limitatamente agli usi finali delle imprese distributrici.

52.4 Ai fini della applicazione delle componenti tariffarie di cui al comma 52.2, lettere a), b), d) ed e) i corrispettivi di cui al comma 52.3, lettera a), sono solo quelli dovuti dai clienti del mercato vincolato.

52.5 Le componenti tariffarie *A* alimentano i conti di gestione di cui al titolo 2, sezione 2, della presente parte.

52.6 I valori delle componenti tariffarie *A* sono determinati dall'Autorità.

TITOLO 2

ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO

SEZIONE 1

ESAZIONE

Articolo 53

Disposizioni generali

53.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie *A*, delle componenti UC_3, UC_5 e UC_6 e delle altre prestazioni patrimoniali imposte.

53.2 La Cassa definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti provvedono ai versamenti sui conti da essa gestiti.

Articolo 54

Esazione delle componenti tariffarie A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_8

54.1 Le imprese distributrici, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti tariffarie A_2, A_3, A_5, A_6, A_8 e la differenza, se positiva, tra il gettito della componente tariffaria A_4 e l'ammontare complessivo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 73.2, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.

54.2 Le imprese distributrici, comunicano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio fornito nel bimestre ad ogni cliente finale avente diritto alla componente tariffaria compensativa di cui al comma 73.2:

a) l'aliquota della componente tariffaria compensativa relativa a tale cliente finale;

b) il titolo in virtù del quale tale componente tariffaria compensativa viene riconosciuta a tale cliente finale.

Articolo 55

Esazione degli importi destinati al conto oneri per recuperi di continuità del servizio

55.1 Le imprese distributrici, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo, il gettito delle componenti UC_6.

55.2 Le imprese distributrici, versano inoltre alla Cassa le penalità dovute nel caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali di cui al Testo integrato della qualità dei servizi.

Articolo 56

Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica

56.1 Gli esercenti il servizio di trasporto di cui al comma 2.1, lettera a), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo, gli importi determinati sulla base delle componenti fissate nella tabella 25 dell'allegato n. 1.

Articolo 57

Esazione della componente UC3 e UC_5

57.1 Le imprese distributrici, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti UC_3, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.

57.2 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera c), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente UC_5, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

Articolo 58

Esazione dell'elemento VE

58.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera c), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito dell'elemento *VE*, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

SEZIONE 2

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 59
Istituzione dei conti di gestione

59.1 Sono istituiti presso la Cassa:

a) il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A_2;
b) il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_3;
c) il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dalla componente tariffaria A_4;
d) il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, su cui affluiscono le disponibilità del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, alimentato dalla componente tariffaria A_5;
e) il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dalla componente tariffaria A_6;
f) il Conto oneri per recuperi di continuità del servizio, alimentato dagli importi di cui al comma 55.2 e dalla componente UC_6;
g) il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, alimentato dalla componente UC_1;
h) il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione, alimentato dalla componente UC_3;
i) il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74, e successivi aggiornamenti, alimentato dalla componente A_8;
l) il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, alimentato dagli importi di cui al comma 56.1;
m) il Conto oneri per certificati verdi, alimentato dall'elemento *VE*;
n) il Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica, alimentato dalla componente UC_5;
o) il Conto oneri per il funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico, alimentato, in relazione al fabbisogno annuale della Cassa, in via proporzionale dai conti di cui al presente comma.

59.2 Con cadenza bimestrale la Cassa trasferisce sul Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione dell'energia elettrica nella transizione, eventuali differenze tra il gettito delle componenti tariffarie A_3 e i contributi liquidati a valere sulle disponibilità del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

59.3 Entro centoventi giorni dal termine di ciascun bimestre, la Cassa trasmette all'Autorità un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, fornendo elementi utili per gli aggiornamenti delle corrispondenti componenti tariffarie.

59.4 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di cui al comma 59.1 per far fronte ad eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro.

59.5 La Cassa è autorizzata a delegare agli esercenti che percepiscono i corrispettivi di cui al comma 52.4 il versamento al Gestore della rete, a titolo di acconto sui versamenti ad esso dovuti ai sensi del comma 61.6, di una percentuale del gettito della componente tariffaria A3 fissata dalla stessa Cassa, tenuto conto delle spettanze dei soggetti aventi diritto ai contributi gravanti sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate.

59.6 In caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari all'Euribor a un mese base 360 maggiorato di tre punti e mezzo percentuali.

59.7 Ai fini delle determinazioni di sua competenza, la Cassa può procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. In caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa procede a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.

Articolo 60

Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

60.1 Il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue viene utilizzato per il rimborso dei costi connessi sia alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e di chiusura del ciclo del combustibile nucleare, sia alle attività connesse e conseguenti che attengono a beni e rapporti giuridici conferiti alla società SOGIN Spa al momento della sua costituzione, ovvero siano svolte dalla società SOGIN Spa anche in consorzio con enti pubblici o altre società.

Articolo 61

Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

61.1 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore della rete per l'acquisto di energia elettrica ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del medesimo decreto legislativo.

61.2 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire, altresì, le residue competenze, relative a periodi precedenti l'1 gennaio 2001, inerenti le quote del prezzo di cessione di cui al secondo e al terzo capoverso del punto A, Titolo IV del provvedimento CIP 6/92, nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento.

61.3 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo, la Cassa riconosce al Gestore della rete un importo corrispondente all'ammontare dell'IVA da corrispondere a valere sugli acquisti dell'energia elettrica effettuati in attuazione del disposto dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 e non recuperabile in compensazione attraverso l'IVA a questi versata dagli acquirenti di detta energia elettrica ai sensi del decreto ministeriale.

61.4 Il riconoscimento viene effettuato dalla Cassa nella misura dello sbilancio, e del conseguente credito di imposta, generati dalla mancata compensazione di cui al comma precedente in relazione agli adempimenti IVA in carico al Gestore della rete complessivamente considerati.

61.5 Il Gestore della rete dichiara alla Cassa, entro il giorno 15 di ciascun mese, l'ammontare della differenza, su base mensile, tra i ricavi rinvenienti dalla vendita dell'energia elettrica secondo le modalità di cui alla deliberazione n. 223/00, nonché dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 ed i costi per l'acquisto di detta energia elettrica. Tale differenza comprende, altresì, gli oneri di natura tributaria e fiscale.

61.6 La Cassa provvede a versare al Gestore della rete, con valuta terzultimo giorno lavorativo di ciascun mese, l'ammontare di cui al comma 61.5.

61.7 Il Gestore della rete trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse all'acquisto e alla cessione dell'energia di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, nonché delle partite tributarie e fiscali complessive.

61.8 Gli importi liquidati dall'amministrazione finanziaria a fronte del credito di imposta che costituisce presupposto del riconoscimento di cui ai commi 61.3 e 61.4 e riscossi dal Gestore della rete sono da questo versati alla Cassa che li registra sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Articolo 62

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

62.1 Il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali viene utilizzato per il rimborso alle imprese distributrici delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 73.2.

62.2 Qualora la differenza di cui al comma 54.1 tra il gettito della componente tariffaria A_4 e l'ammontare complessivo della componente tariffaria compensativa risulti negativa, la Cassa, entro novanta giorni dal termine del bimestre, liquida tale differenza a favore dell'esercente.

Articolo 63
Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

63.1 Il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca viene utilizzato per la gestione delle disponibilità di pertinenza del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca.

63.2 La Cassa definisce con regolamento approvato dall'Autorità le modalità operative per la gestione, con separata evidenza contabile, del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, nel rispetto delle determinazioni di cui all'articolo 11 del decreto 26 gennaio 2000.

Articolo 64
Conto oneri per recupero continuità del servizio

64.1 Il Conto oneri per recupero continuità del servizio è utilizzato per il finanziamento dei riconoscimenti di costo a favore degli esercenti per recuperi aggiuntivi di continuità del servizio di cui al Testo integrato della qualità dei servizi.

Articolo 65
Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica

65.1 Il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica è utilizzato per il finanziamento a favore degli esercenti per la realizzazione di interventi conformi alle disposizioni del decreto 24 aprile 2001.

Articolo 66
Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato

66.1 Il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

Articolo 67
Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione

67.1 Il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica e per i meccanismi di integrazione viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, nonché per la copertura degli oneri derivanti dal meccanismo di integrazione di cui all'articolo 50.

Articolo 68
Conto per le integrazioni tariffarie

68.1 Il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti viene utilizzato per la copertura degli oneri relativi alle integrazioni tariffarie di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Articolo 69
Conto oneri per certificati verdi

69.1 Il Conto oneri per certificati verdi viene utilizzato per la copertura degli oneri conseguenti all'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

69.2 Con separato provvedimento l'Autorità definisce le modalità per il riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto agli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili negli anni 2001 e 2002, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh.

Articolo 70
Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica

70.1 Il Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica viene utilizzato per la copertura dei costi a carico del gestore della rete connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti.

Articolo 71
Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione

71.1 Il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione viene utilizzato per il finanziamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 dell'onere relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione dell'energia elettrica come determinati dall'Autorità.

PARTE V

REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 72
Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

72.1 Le aliquote delle componenti tariffarie *A* dovute da soggetti parti di contratti di cui al 2.2, lettere da d) a f), per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh sono pari a 0.

72.2 Le componenti tariffarie *A* e *UC* si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità all'energia elettrica:

a) ceduta alle utenze sottese di cui all'articolo 45 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 nei limiti della loro spettanza a titolo di sottensione;

b) ceduta dall'Enel Spa alla società Ferrovie dello Stato Spa ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;

c) ceduta dall'Enel Spa alla società Terni Spa e sue aventi causa ai sensi dell'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165;

d) fornita ai comuni rivieraschi e non destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'articolo 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;

e) fornita in alta e altissima tensione per la produzione di alluminio primario di cui al decreto 19 dicembre 1995.

72.3 Per i soggetti per i quali il comma 72.2, lettere da a) a d), prevede l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta, le disposizioni di cui al comma 72.1 si applicano solo ai consumi eccedenti i quantitativi per i quali è prevista l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta.

72.4 Le componenti tariffarie *A* e *UC* non si applicano all'energia elettrica fornita dall'Enel Spa, ai sensi e per la durata prevista dall'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel Spa e sue aventi causa.

72.5 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera c), con potenza impegnata inferiore o uguale a 1,5 kW, le componenti tariffarie A2, A3 e A5 sono applicate unicamente con aliquote espresse in centesimi di euro/kWh pari a quelle previste per i clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a).

72.6 Le componenti tariffarie *A* ed *UC* non si applicano all'energia elettrica consumata dagli esercenti per gli usi direttamente connessi allo svolgimento dei seguenti servizi, ivi inclusi gli usi di illuminazione:

a) trasmissione
b) dispacciamento;
c) distribuzione;
d) vendita ai clienti del mercato vincolato;

72.7 La deroga di cui al comma 72.6 si applica anche ai clienti finali nella cui disponibilità si trova una porzione della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99.

Articolo 73
Regimi tariffari speciali

73.1 Le norme previste dal presente articolo si applicano ai clienti finali a cui, alla data del 31 dicembre 1999, si applicavano aliquote della parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate, ovvero, anche disgiuntamente, aliquote della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela ad eccezione delle forniture effettuate dalle imprese elettriche degli enti locali ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali.

73.2 A ciascun cliente finale di cui al comma 73.1, l'impresa distributrice applica una componente tariffaria compensativa, espressa in centesimi di euro/kWh, pari alla differenza tra:

a) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione delle condizioni tariffarie previste per tali clienti dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999, al netto delle imposte e delle componenti inglobate nella parte A della tariffa;

b) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione a tale cliente dei corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, al netto delle componenti tariffarie *A* e *UC*.

73.3 Gli addebiti di cui al comma 73.2, lettera b), per ciascun cliente finale sono pari al minor valore tra:

a) la somma degli addebiti risultanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria più conveniente per tale cliente tra le opzioni tariffarie base offerte dall'esercente per il servizio di distribuzione e degli addebiti risultanti dai corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, misura e vendita;

b) la somma degli addebiti risultanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria TV1, e degli addebiti risultanti dai corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, misura e vendita.

73.4 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa, di cui al comma 73.2, gli addebiti di cui alla lettera a) del medesimo comma vengono determinati, nel caso in cui l'opzione tariffaria più conveniente non preveda una componente espresso in centesimi di euro/kW impegnato, utilizzando, per la definizione della potenza impegnata, il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenza impegnata relativo all'ultimo anno di disponibilità di tale informazione.

73.5 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 73.2, il valore di riferimento della parte B della tariffa da utilizzare per determinare le condizioni tariffarie previste per un cliente finale dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999 è pari, per ciascun bimestre, a partire dal primo bimestre dell'anno 2000, all'aliquota della parte B della tariffa applicabile a tale cliente nel bimestre precedente, indicizzata applicando una variazione percentuale uguale a quella registrata dal parametro *Ct* nello stesso bimestre. Nel caso di forniture in alta e altissima tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto 19 dicembre 1995, l'indicizzazione si applica solo qualora la variazione bimestrale del parametro *Ct* sia risultata positiva.

73.6 Oltre a quanto previsto al comma 73.2, al termine di ciascun periodo di fatturazione l'impresa distributrice accredita al cliente finale ammesso al regime tariffario speciale, in riduzione degli addebiti tariffari relativi a tale periodo, la differenza, se positiva, tra quanto addebitato al cliente nel periodo di fatturazione applicando l'opzione tariffaria base prescelta e quanto sarebbe stato addebitato nello stesso periodo applicando l'opzione tariffaria TV1.

73.7 L'esercente riconosce, ad un cliente finale, la componente tariffaria compensativa di cui al comma 73.2 anche nel caso in cui tale cliente acquisisca la qualifica di cliente idoneo.

73.8 L'esercente è tenuto a dare separata evidenza contabile degli storni di ricavo derivanti dall'applicazione della componente tariffaria compensativa di cui al comma 73.2.

Articolo 74

Energia elettrica ceduta alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670

74.1 Sono a carico dei concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico i corrispettivi del servizio di trasporto ed ogni altro onere connesso all'energia elettrica ceduta gratuitamente alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670.

ALLEGATO 1

TABELLE

Tabella 1: fasce orarie

F1: ore di punta
Nei giorni dal lunedì al venerdì:
dalle ore 8.00 alle ore 9.00 e dalle ore 14.00 alle ore 15.00 dall'1 giugno al 31 luglio;
dalle ore 9.00 alle ore 11.00 dall'1 giugno al 31 luglio, dal 23 agosto al 19 settembre e dal 13 al 22 dicembre;
dalle ore 11.00 alle ore 12.00 e dalle ore 15.00 alle ore 16.00 dall'1 giugno al 31 luglio e dal 23 agosto al 19 settembre;
dalle ore 16.00 alle ore 17.00 dall'1 giugno al 31 luglio, dal 23 agosto al 19 settembre e dal 22 novembre al 22 dicembre;
dalle ore 17.00 alle ore 18.00 dal 22 novembre al 22 dicembre.

F2: ore di alto carico
Nei giorni dal lunedì al venerdì:
dalle ore 7.00 alle ore 8.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 giugno al 31 luglio e dal 23 agosto al 19 settembre;
dalle ore 8.00 alle ore 9.00 dall'8 gennaio al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto e dal 23 agosto al 22 dicembre;
dalle ore 9.00 alle ore 11.00 dall'8 gennaio al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto e dal 20 settembre al 12 dicembre;
dalle ore 11.00 alle ore 12.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto e dal 22 novembre al 22 dicembre;
dalle ore 12.00 alle ore 13.00 dall'1 giugno al 31 luglio e dal 23 agosto al 19 settembre;
dalle ore 13.00 alle ore 14.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 maggio al 6 agosto e dal 23 agosto al 19 settembre;
dalle ore 14.00 alle ore 15.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto, dal 23 agosto al 19 settembre e dall'22 novembre al 22 dicembre;
dalle ore 15.00 alle ore 16.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto e dal 20 settembre al 22 dicembre;
dalle ore 16.00 alle ore 17.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto e dal 20 settembre al 21 novembre;
dalle ore 17.00 alle ore 18.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 giugno al 31 luglio, dal 23 agosto al 21 novembre;
dalle ore 18 alle ore 19.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 giugno al 31 luglio, dal 23 agosto al 22 dicembre;
dalle ore 19.00 alle ore 20.00 dall'8 gennaio al 14 marzo, dall'1 giugno al 31 luglio, dal 23 agosto al 19 settembre e dal 22 novembre al 22 dicembre;
dalle ore 20.00 alle ore 21.00 dall'1 giugno al 31 luglio e dal 23 agosto al 19 settembre;
dalle ore 21.00 alle ore 22.00 dall'1 giugno al 31 luglio.

F3: ore di medio carico
Nei giorni dal lunedì al venerdì:
dalle ore 6.00 alle ore 7.00 dall'1 giugno al 31 luglio, dal 23 agosto al 19 settembre;
dalle ore 7.00 alle ore 8.00 dal 15 marzo al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto, dal 20 settembre al 22 dicembre;
dalle ore 11.00 alle ore 12.00 e dalle ore 14.00 alle ore 15.00 dal 15 marzo al 30 aprile e dal 20 settembre al 21 novembre;
dalle ore 12.00 alle ore 13.00 e dalle ore 20.00 alle ore 21.00 dall'8 gennaio al 31 maggio; dall'1 agosto al 6 agosto, dal 20 settembre al 22 dicembre;
dalle ore 13.00 alle ore 14.00 dal 15 marzo al 30 aprile e dal 20 settembre al 22 dicembre;
dalle ore 15.00 alle ore 17.00 dal 15 marzo al 30 aprile;
dalle ore 17.00 alle ore 19.00 dal 15 marzo al 31 maggio e dall'1 al 6 agosto;
dalle ore 19.00 alle ore 20.00 dal 15 marzo al 31 maggio, dall'1 al 6 agosto e dal 20 settembre al 21 novembre;
dalle ore 21.00 alle ore 22.00 dal 23 agosto al 19 settembre.

F4: ore vuote
Dalle ore 0.00 alle ore 6.00 e dalle ore 22.00 alle ore 24.00, per tutti i giorni dell'anno;
dalle ore 6.00 alle ore 7.00 e dalle ore 21.00 alle ore 22.00 dall'1 gennaio al 31 maggio, dall'1 agosto al 22 agosto, dal 20 settembre al 31 dicembre;
dalle ore 7.00 alle ore 21.00 dall'1 al 7 gennaio, dal 7 al 22 agosto e dal 23 al 31 dicembre.
Sono in ogni caso considerate vuote tutte le ore dei sabati e delle domeniche dell'anno e delle festività infrasettimanali dell'1 e 6 gennaio, del lunedì dell'Angelo, del 25 aprile, dell'1 maggio, del 2 giugno, del 15 agosto, dell'1 novembre, dell'8, 25 e 26 dicembre.

Tabella 2.1: Componente TRAS per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*TRAS* centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,23
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,37
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,22
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,35
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	0,29

Tabella 2.2: Componente TRAS per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*TRAS*			
		F1	F2	F3	F4
		centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,84	0,55	0,36	0,17
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,84	0,55	0,36	0,17
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,79	0,51	0,34	0,16
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,79	0,51	0,34	0,16
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	0,78	0,50	0,33	0,15

Tabella 3: Componenti ρ1 e ρ3 delle opzioni tariffarie TV1 e loro elementi

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Componenti dell'opzione tariffaria TV1	
	ρ1	ρ3
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	1,34
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	13.317,08	1,05
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,69
lettera e) Altre utenze in media tensione	707.794,56	0,09
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	1.876.265,44	0,07

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Elementi della componente ρ1		
	ρ1 (disMT)	ρ1 (disBT)	ρ1(cot)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	-	11.566,31	1.750,77
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	669.556,36	-	38.238,20
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	-	-	1.876.265,44

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2	Elementi della componente ρ3			
	ρ3 (disAT)	ρ3 (disMT)	ρ3 (disBT)	ρ3(cot)
	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,0800	0,6700	0,5200	0,0700
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	0,0900	0,9600	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,0700	0,5800	-	0,0400
lettera e) Altre utenze in media tensione	0,0900	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	0,0700	-	-	-

Tabella 4: Valori dei parametri δ1, δ2, δ3 e δ4 delle tariffe TV2

Tipologie di contratto di cui all'articolo 2, comma 2.2	δ1	δ2	δ3	δ4
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,100	4.174
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1,100	0,168	1,100	1.181
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,100	4.174
lettera e) Altre utenze in media tensione	1,150	0,005	1,200	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	1,300		1,300	-

Tabella 5 : Parametri del profilo tipo di prelievo della potenza

Tipologie di contratto di cui all'articolo 2, comma 2.2	F1	F2	F3	F4
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	100%	100%	100%	100%
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	85%	90%	95%	100%
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	100%	100%	100%	100%
lettera e) Altre utenze in media tensione	85%	90%	95%	100%
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	80%	85%	90%	100%

Tabella 6: Parametri del profilo tipo di prelievo dell'energia elettrica

Tipologie di contratto di cui all'articolo 2, comma 2.2	F1	F2	F3	F4
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	1%	10%	8%	81%
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	8%	30%	14%	48%
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1%	10%	8%	81%
lettera e) Altre utenze in media tensione	8%	31%	14%	47%
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	6%	22%	14%	58%

Tabella 7: Componente CTR per il servizio di trasmissione per le imprese distributrici

Fascia oraria	centesimi di euro/kWh
F1	0,76
F2	0,49
F3	0,32
F4	0,14

Tabella 8: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per clienti finali e per le imprese distributrici

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
AAT	2,0	-
AT	2,0	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AAT/AT		0,4
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AT/MT		2,0
- altro		1,2
MT	4,2	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AT/MT		2,7
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore MT/BT		4,2
- altro		3,5
BT	9,9	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore MT/BT		6,1
- altro		8,0

Tabella 9: Componenti *COV*

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*COV1*	*COV3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica		0,01
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	282,14	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,01
lettera e)	Altre utenze in media tensione	6.162,17	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	302.364,53	-

Tabella 10: Parametro λ

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		λ
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	1,108
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	1,108
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1,108
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1,051
lettera e)	Altre utenze in media tensione	1,051
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	1,029

Tabella 11: Elemento PF

Tariffa D2		
Fasce di consumo (kWh/anno)		PF (centesimi di euro/kWh)
da	a	
0	900	2,19
	oltre 900	2,22

Tariffa D3	
	PF (centesimi di euro/kWh)
	2,22

Tabella 12: Parametri *f*

Parametri *f* della tariffa D2		
scaglioni di consumo (kWh per anno)		parametri *f*
da	a	
0	900	0,787
901	1800	0,792
1801	2640	1,182
2641	4440	1,479
	oltre 4440	1,182

Parametro *f* della tariffa D3
1,182

Tabella 13: Componenti della tariffa D1

Componenti della tariffa D1								
componente $\sigma 1$				componente $\sigma 2$	componente $\sigma 3$			
mis	cot	cov	totale		trasm	dis AT	dis MT	totale
centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
1.651,56	1.164,64	187,68	3.003,88	1.405,13	0,32	0,10	0,86	1,28

Tabella 14 - Componente $\tau 3$ della tariffa D2

Scaglioni di consumo (kWh/anno) da	fino a	Componente $\tau 3$ (centesimi di euro/kWh)
0	900	-
901	1800	1,90
1801	2640	4,23
2641	3540	11,39
3541	4440	9,52
oltre 4440		4,23

Tabella 15 - Componenti $\tau 1$ e $\tau 2$ della tariffa D2

Componente $\tau 1$ (centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	Componente $\tau 2$ (centesimi di euro/kW per anno)
192	624

Tabella 16 - Componenti $\tau 1$, $\tau 2$ e $\tau 3$ della tariffa D3

Componente $\tau 1$ (centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	Componente $\tau 2$ (centesimi di euro/kW per anno)	Componente $\tau 3$ (centesimi di euro/kWh)
2.640	1.584	4,23

Tabella 17: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione per la determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per le imprese distributrici

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
AAT	2,9	0,9
AT	2,9	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AAT/AT		1,3
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AT/MT		2,9
- altro		2,1
MT	5,1	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AT/MT		3,6
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore MT/BT		5,1
- altro		4,4
BT	10,8	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore MT/BT		7,0
- altro		8,9

Tabella 18: Componenti MIS

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1*	*MIS3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,10
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	2.482,76	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,06
lettera e)	Altre utenze in media tensione	54.225,40	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	2.660.722,67	-

Tabella 19: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione per tipologia di utenza (ρ3'c(disAT))

Tipologie	Anno 2004
	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	0,0399
Bassa tensione - illuminazione pubblica	0,0320
Bassa tensione - altri usi	0,0403
Media tensione - illuminazione pubblica	0,0199
Media tensione - altri usi	0,0385
Alta tensione	0,0233

Tabella 20: Costo unitario standard per componente di rete di alta tensione (p_k)

Componente	Costo unitario standard (euro)
Linee Km 380 kV - singola terna (per km)	11.017,99
Linee 380 kV - doppia terna (per km)	8.814,39
Linee 220 kV - singola terna (per km)	4.006,57
Linee 220 kV - doppia terna (per km)	3.205,26
Linee 150/130 kV - singola terna (per km)	4.006,57
Linee 150/130 kV - doppia terna (per km)	3.205,26
Linee 220 kV - in cavo (per km)	54.746,33
Linee 130 kV - in cavo (per km)	45.522,20
Cavo SACOI (per km)	5.867,60
Linee 200 kV - corrente continua (per km)	1.135,24
Linee 60 kV - singola terna (per km)	3.004,93
Linee 60 kV - doppia terna (per km)	2.403,94
Linee 60 kV- in cavo (per km)	34.141,65

Tabella 21: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di trasfomazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza ($\rho_1^{'c}$(disMT), ($\rho_3^{'c}$(disMT))

Tipologie	Anno 2004	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,1287
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,1001
Bassa tensione - altri usi	-	0,1437
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,1116
Media tensione - altri usi	109.290,9900	-

Tabella 22: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di trasfomazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza

Tipologie	Anno 2004	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,2386
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,1856
Bassa tensione - altri usi	-	0,2664
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,2068
Media tensione - altri usi	202.585,66	-

Tabella 23: Costo unitario standard per componente relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (r_k)

Componente	Costo unitario standard (euro)
Trasformatori 220/MT (per MVA installato)	3.238,3139
Trasformatori 150-130/MT (per MVA installato)	3.035,3304
Altri trasformatori AT/MT (per MVA installato)	3.726,4584

Tabella 24: Valori del coefficiente K_j

Tipo di ambito	Valore di K_J
Bassa concentrazione	1,24
Media concentrazione	0,99
Alta concentrazione	0,78

Tabella 25: Somme da versare sul conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,0043
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,0034
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,0038
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,0030
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,0038
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	0,0030

04A02902

GIANFRANCO TATOZZI, *direttore* FRANCESCO NOCITA, *redattore*

(G403039/1) Roma, 2004 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2004 (*)

Ministero dell'Economia e delle Finanze - *Decreto 24 dicembre 2003* (G.U. *n. 36 del 13 febbraio 2004)*

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 219,04)	- annuale	€ **397,47**
	(di cui spese di spedizione € 109,52)	- semestrale	€ **217,24**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 108,57)	- annuale	€ **284,65**
	(di cui spese di spedizione € 54,28)	- semestrale	€ **154,32**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **67,12**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **42,06**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **166,66**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **90,83**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **64,03**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **39,01**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **166,38**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **89,19**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 344,93)	- annuale	€ **776,66**
	(di cui spese di spedizione € 172,46)	- semestrale	€ **411,33**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 234,45)	- annuale	€ **650,83**
	(di cui spese di spedizione € 117,22)	- semestrale	€ **340,41**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € **80,00** *il versamento relativo al tipo di abbonamento alla* Gazzetta Ufficiale - *parte prima - prescelto, si riceverà anche l'Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2004.*

BOLLETTINO DELLE ESTRAZIONI

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **86,00**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **55,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 0,77
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 0,80
	fascicolo serie speciale, *concorsi,* prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 0,80
	fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€ 0,80
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 5,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II (inserzioni)

Abbonamento annuo	*(di cui spese di spedizione € 120,00)*		€ **318,00**
Abbonamento semestrale	*(di cui spese di spedizione € 60,00)*		€ **183,50**
Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione)		€ 0,85	

I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo		€ **188,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni		€ **175,00**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€ 17,50	

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

Restano confermati gli sconti in uso applicati ai soli costi di abbonamento

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.